
MASTERARBEIT

Bachelor of Science
Marcel Macher

**Ein Ausblick für die Energie-
versorgung in Deutschland
von heute bis ins Jahr 2050,
dargestellt anhand von
Simulationen**

Mittweida, 2016

MASTERARBEIT

Ein Ausblick für die Energie- versorgung in Deutschland von heute bis ins Jahr 2050, dargestellt anhand von Simulationen

Autor:
**Bachelor of Science
Marcel Macher**

Studiengang:
Elektrotechnik

Seminargruppe:
ET15s1-M

Erstprüfer:
Prof. Dr.-Ing. Lutz Rauchfuß

Zweitprüfer:
Master of Science Jan Roloff

Einreichung:
Mittweida, 07.10.2016

Verteidigung/Bewertung:
Mittweida, 2016

MASTER THESIS

An outlook on Germany's energy supply up until 2050 – illustrated by means of simulations

author:

**Bachelor of Science
Marcel Macher**

course of studies:

Elektrotechnik

seminar group:

ET15s1-M

first examiner:

Prof. Dr.-Ing. Lutz Rauchfuß

second examiner:

Master of Science Jan Roloff

submission:

Mittweida, 07.10.2016

defence/ evaluation:

Mittweida, 2016

Bibliografische Angaben

Nachname, Vorname: Macher Marcel

Ein Ausblick für die Energieversorgung in Deutschland von heute bis ins Jahr 2050, dargestellt anhand von Simulationen.

An outlook on Germany's energy supply up until 2050 – illustrated by means of simulations.

108 (79) Seiten, Mittweida, Hochschule Mittweida, University of Applied Sciences, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Masterarbeit, 2016

Kurzreferat:

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Erstellung von Simulationsmodellen, welche die Entwicklung des Energieversorgungssektors für die Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050 aufzeigen sollen. Damit ist der Gedanke verbunden die möglichen Probleme, die durch das Absinken der rotierenden Massen im Stromnetz aufgrund des ansteigenden regenerativen Erzeugeranteils auftreten können, frühzeitig zu identifizieren und zu veranschaulichen. Durch die Variation von Netzparametern wird kein fester Zeitverlauf dargestellt, sondern eine Auflistung von alternativen Szenarien betrachtet. Jedes Szenario wird mit den Ergebnissen einer Referenz verglichen und anschließend bewertet. Hierzu werden offizielle Daten genutzt und festgelegte Grenzwerte übernommen.

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe. Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Mittweida, den 07. Oktober 2016

Marcel Macher

Ort, Datum

Vorname Nachname

Erteilung von Rechten

Hiermit erkläre ich, dass ich der Firma Adapted Solutions GmbH das Recht erteile die im Zuge dieser Masterarbeit mit dem Simulationsprogramm *Cerberus* entstandenen Modelldateien zu Werbezwecken unentgeltlich verwenden zu dürfen.

Mittweida, den 07. Oktober 2016

Marcel Macher

Ort, Datum

Vorname Nachname

Master-Thema für Marcel Macher

Ein Ausblick für die Energieversorgung in Deutschland von heute bis ins Jahr 2050, dargestellt anhand von Simulationen

Mittweida, 19.07.2016

Mit der eingeleiteten Energiewende wurden ehrgeizige Ziele zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes definiert, was eine Abkehr von der konventionellen hin zur regenerativen Energieerzeugung bedeutet. Aus namenhaften Prognosen ist die prozentuale Aufteilung in Wind, Sonne, Wasser und Biogas innerhalb der regenerativen Energieerzeugung abzulesen. Auf Grundlage dieser Prognosen ist die Stabilität der Netzspannungsqualität zu bewerten, beeinflusst durch die zu erwartende fluktuierende Einspeisung, gekoppelt mit Schwankungen in der Netzfrequenz. Diese Arbeit wertet im betrachteten Zeitraum die am Netz verfügbaren rotierenden Massen aus und kombiniert den Tageslastgang der regenerativen Erzeugung und der Verbraucher, um die Frage hinsichtlich einer stabilen Energieversorgung zu beantworten.

Arbeitspakete:

1. Auswahl des geeigneten Simulationstools:
 - im Hinblick auf die erreichbare Simulationszeit für einen Tageslastgang
 - der verfügbaren Genauigkeit
 - des Supports bei entstehenden Fragen
2. Entwicklung von Modellen zur Abbildung des Energieversorgungsnetzes zur Darstellung von P, Q, f, U:
 - Konventionelles Kraftwerk
 - regeneratives Kraftwerk
 - Freileitungen
 - Verbraucher
 - Speicher
3. Entwicklung von Szenarien für selbst gewählte Zeitintervalle von heute bis ins Jahr 2050 zur statischen und dynamischen Bewertung der Energieverfügbarkeit im Netz:
 - statische Bewertung für die Energieverfügbarkeit im besten und schlechtesten Fall
 - dynamische Bewertung nach Lastsprung oder Lastabwurf hinsichtlich der Momentanreserve zur Stabilisierung der Netzfrequenz auf Basis der rotierenden Massen
 - Darstellung der Simulationsergebnisse in einer Übersicht mit Hinweis auf kritische Betriebsfälle

Hochschulbetreuer:

Prof. Dr.-Ing. Lutz Rauchfuß

Inhaltsverzeichnis

Bibliografische Angaben	IV
Eigenständigkeitserklärung und Rechteerteilung	V
Aufgabenstellung	VI
Inhaltsverzeichnis	VII
1 Motivation	1
2 Auswahl des Simulationsprogrammes	2
2.1 Portunus	2
2.2 Cerberus	3
3 Modellentwicklung mit Cerberus 10.0.0.293	5
3.1 Vorbetrachtungen zur Modellentwicklung	5
3.2 Das Grundmodell und seine Komponenten	6
3.2.1 Das Stromnetz (Netzmodell)	6
3.2.2 Drehzahlregelung	8
3.2.3 Spannungsregelung	10
3.2.4 Leistungsreduzierung	10
3.2.5 Leistungserhöhung	11
3.2.6 Speicherregelung	12
3.2.7 Verbraucherselbstregeleffekt	13
3.2.8 Tageslastgang	14
3.2.9 mechanisches Vergleichsmodell	15
3.3 Berechnungsformeln für die Simulationsmodelle	18
3.3.1 Trägheitsmoment des Netzes	18
3.3.2 Verstärkungswert der Primärregelung	18
3.3.3 Sekundärregelungseinstellung	19
4 Simulationen	20
4.1 statische Simulationen	20
4.1.1 statische Betrachtung des Jahres 2015 (Referenz)	21
4.1.2 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J-)	25
4.1.3 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J-)	29
4.1.4 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J-)	33
4.1.5 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J- und P+)	37
4.1.6 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J- und P+)	39
4.1.7 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J- und P+)	41
4.1.8 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J- und J+)	43

4.1.9	statische Betrachtung des Jahres 2035 (J- und J+).....	47
4.1.10	statische Betrachtung des Jahres 2050 (J- und J+).....	49
4.1.11	statische Betrachtung des Jahres 2025 (J-, P+ und J+)	51
4.1.12	statische Betrachtung des Jahres 2035 (J-, P+ und J+)	53
4.1.13	statische Betrachtung des Jahres 2050 (J-, P+ und J+)	55
4.2	dynamische Simulationen	57
4.2.1	dynamische Betrachtung des Jahres 2015 (Referenz)	58
4.2.2	dynamische Betrachtung des Jahres 2025 (J-)	61
4.2.3	dynamische Betrachtung des Jahres 2035 (J-)	64
4.2.4	dynamische Betrachtung des Jahres 2050 (J-)	67
4.2.5	dynamische Betrachtung des Jahres 2025 (J-, P+ und J+)	70
4.2.6	dynamische Betrachtung des Jahres 2035 (J-, P+ und J+)	73
4.2.7	dynamische Betrachtung des Jahres 2050 (J-, P+ und J+)	75
5	Abschließende Bemerkungen und Fazit.....	78
5.1	Bemerkungen zum Grundmodell.....	78
5.2	Fazit bezüglich der Simulationen.....	79
	Formelzeichenverzeichnis.....	IX
	Abkürzungsverzeichnis	X
	Abbildungsverzeichnis	XI
	Literaturverzeichnis	XIV
	Anlagen.....	XVI
	Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 1	A-1
	Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 2.....	A-2
	Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 1	A-3
	Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 2.....	A-4
	Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 1	A-5
	Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 2	A-6
	Anlage 4: Herleitung des Windzusatzwertes.....	A-7
	Anlage 5: Herleitung des bezogenen Resistanzwertes	A-9
	Anlage 6: Berechnungen	A-10

1 Motivation

Die Stromversorgung ist eines der wichtigsten Infrastrukturelemente für heutige und zukünftige Gesellschaften. Um Wirtschaftlichkeit und Wohlstand gewährleisten zu können, ist jedes Land von einer stabilen Versorgung abhängig. In Gebieten wo Armut herrscht, ist diese Komponente einer Infrastruktur meist nur spärlich oder gar nicht vorhanden. Während die Menschen dort oftmals nur sehr einfach leben, bietet uns der Luxus einer stabilen Stromversorgung allerlei Möglichkeiten zur persönlichen Entfaltung und erleichtert uns in vielerlei Hinsicht das Leben. Nahezu jeder Bereich unseres Lebens wird von Elektrizität beeinflusst - sei es die morgendliche Kaffeezubereitung, der Weg zur Arbeit mit der Straßenbahn oder der gemütliche Feierabend vor dem Fernseher. Steht dieses Privileg einmal nicht zur Verfügung, stellen wir schnell fest, wie stark unsere Art zu leben plötzlich eingeschränkt wird.

Die Energieerzeugung der Bundesrepublik Deutschland wird in den nächsten Jahrzehnten einen starken Wandel von konventioneller hin zu vermehrt regenerativer Erzeugung erfahren, was sich u.a. auch auf die Versorgungssicherheit auswirken kann. Die Zielstellung dieser Arbeit liegt darin, einen Beitrag zu leisten, damit die derzeitige Versorgungssicherheit auch den kommenden Generationen noch in gleicher Weise zu Teil wird.

2 Auswahl des Simulationsprogrammes

Zur Auswahl stehen zwei Simulationsprogramme der Firma *Adapted Solutions GmbH* zur Verfügung, *Portunus* 6.1 und *Cerberus* 10.0 (Alpha-Version). Während *Portunus* 6.1 die aktuellste Version von der *Portunus*-Reihe ist und käuflich erworben werden kann, so befindet sich *Cerberus* 10.0 noch in seiner Alpha Testphase. Dank einer exklusiven Übereinkunft zwischen der Professur Antriebs- und Regelungstechnik der Hochschule Mittweida (Fakultät Ingenieurwissenschaften) und der Firma *Adapted Solutions GmbH* konnte dieses Simulationsprogramm noch vor dem offiziellen Release getestet sowie genutzt werden.

2.1 Portunus

Das Simulationsprogramm *Portunus* hat die Hauptaufgaben Analysen im Zeit- oder Frequenzbereich durchzuführen, weiterhin den eingeschwungenen Zustand zu ermitteln sowie den Arbeitspunkt zu berechnen (vgl. [1]). Mit Hilfe der *Portunus*-Bibliotheken sind elektrische Netzwerke mit grundlegenden Objekten, wie z.B. Widerstand oder Schalter, nachbildbar und simulierbar (siehe Abbildung 1).

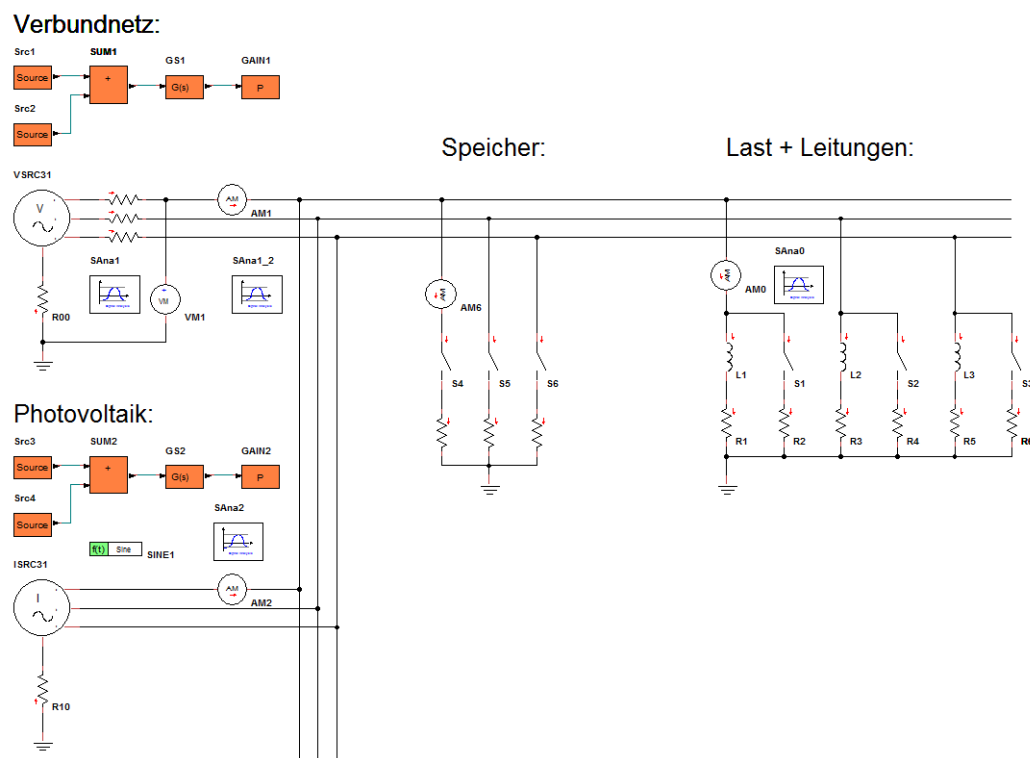


Abbildung 1: *Portunus*

Diese Einfachheit der Objekte hat den Nachteil, dass das reale dreiphasige Netz auch „virtuell“ dreiphasig nachgebildet werden muss. Weiterhin ist das voneinander unabhängige Einstellen von Wirk- und Blindleistungseinspeisung mit *Portunus* nicht möglich. Im Hinblick auf die Simulationszeit und der Genauigkeit sind diese stark von der verwendeten Schrittweite abhängig und nach den ersten Simulationen hätte ein 24-Stunden-Tageslastgang auch eine Simulationszeit in ähnlicher Größenordnung gehabt.

2.2 Cerberus

Cerberus ist speziell für die Netzberechnung von Energieversorgungssystemen entwickelt worden (vgl. [2]). Derzeit ist die Version 9.1 die aktuellste Kaufversion und Version 10.0 ist im Alphatest. Während *Cerberus* 9.1 die Berechnung von Zustandsgrößen im Fokus hatte, um z.B. den Belastungsgrad von energietechnischen Anlagen bzw. das Überschreiten von Grenzwerten kenntlich zu machen, ohne einen zeitlichen Bezug zu nennen, so ist *Cerberus* 10.0 eine teilweise Verschmelzung von *Cerberus* 9.1 und *Portunus* (siehe Abbildung 2).

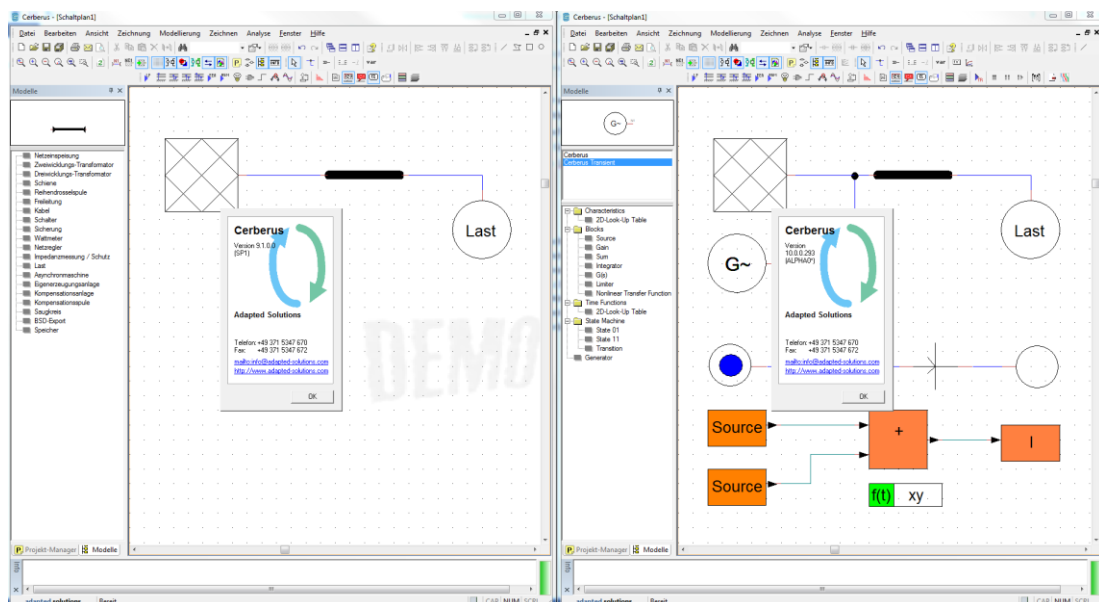


Abbildung 2: *Cerberus* 9.1 (links im Bild) und *Cerberus* 10.0 (rechts im Bild)

Es sind die aus *Portunus* bekannten regelungstechnischen Modellobjekte nun auch in *Cerberus* verfügbar und die Zeitbereichsanalyse ergänzt die Vielzahl von Berechnungsvarianten von *Cerberus* (z.B. Lastfluss-, Kurzschlussberechnung).

Der große Vorteil den *Cerberus* 10.0 im Vergleich zu *Portunus* hat ist eine deutlich kürzere Simulationszeit (d-q-Modell Berechnung). Nach ersten Tests mit einem 24-Stunden-Tageslastgang waren die Simulationszeiten im Bereich von unter 1 min bis ca. 20 min, abhängig von Schrittweite und Komplexität des Simulationsmodelles. Weiterhin macht die dreiphasige Ausführung aller Modellobjekte der *Cerberus*-Bibliothek ein schnelleres Aufbauen von dreiphasigen symmetrischen Netzen möglich. Beim Einstellen von Wirk- und Blindleistung auf Seiten der Erzeugung ist es jetzt möglich, Kraftwerke zu modellieren die unterschiedliche Leistungsfaktoren haben. So können eine Photovoltaikeinspeisung mit einem Leistungsfaktor von 1,0 und eine Windkrafteinspeisung mit einem Leistungsfaktor von z.B. 0,9 unabhängig voneinander nachgebildet werden (siehe Abbildung 3).

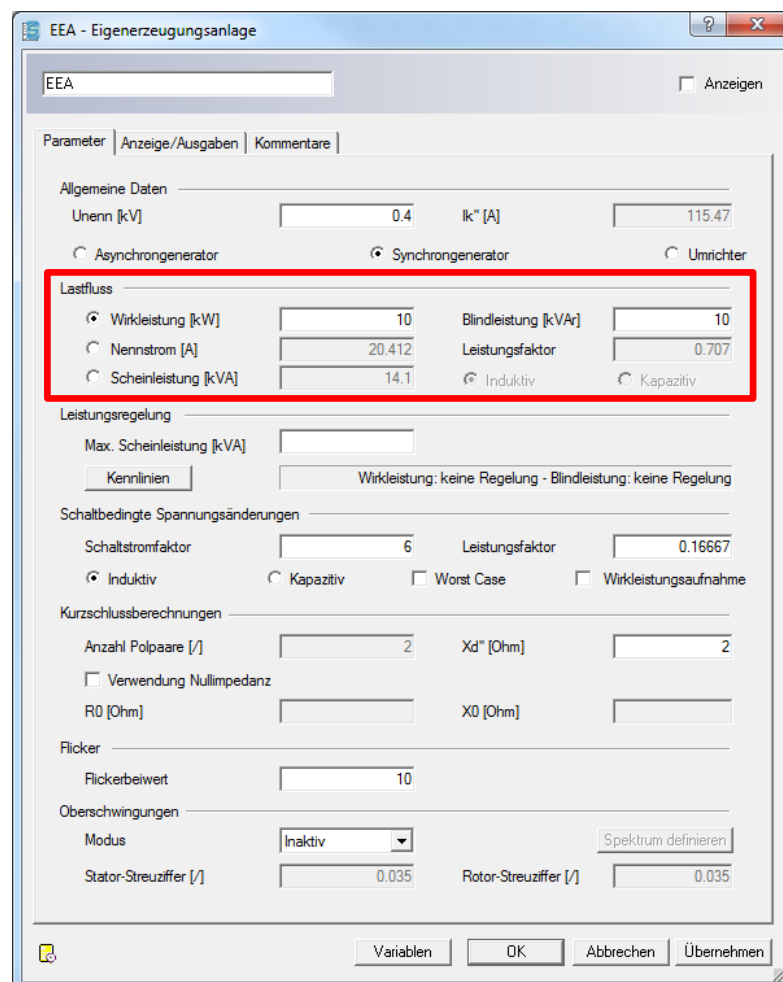


Abbildung 3: das unabhängige Einstellen von Wirk- und Blindleistung

Aufgrund der zahlreichen simulationsbezogenen Vorteile, die *Cerberus* 10.0 gegenüber *Portunus* 6.1 hat, wurde dieses Programm für diese Aufgabe gewählt.

3 Modellentwicklung mit Cerberus 10.0.0.293

3.1 Vorbetrachtungen zur Modellentwicklung

Um die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland vom Jahr 2015 ausgehend bis ins Jahr 2050 relativ kompakt darstellen zu können, werden nicht alle Jahre modelliert. So ist der Zeitraum in drei nicht äquidistante Zeitintervalle aufgeteilt worden (15-25, 25-35, 35-50), wobei das Jahr 2015 als Referenz dient. Nach den aktuellen quantitativen Zielen zur Energiewende der deutschen Bundesregierung (vgl. [3]) wurde der Anteil eines jeden relevanten Energieträgers an der Stromerzeugung für die Jahre 2025, 2035 und 2050 prognostiziert (eigene Prognose). Die prozentuale Aufteilung der Energieträger im Jahr 2015 ist anhand von offiziellen Daten einbezogen worden (vgl. [4], siehe Abbildung 4).

Aufteilung	2015	2025	2035	2050
konventionelle Kraftwerke	70%	55%	40%	20%
Photovoltaik	6,00%	10,50%	15,00%	21,00%
Wind	13,30%	23,20%	33,10%	46,50%
Biomasse	7,70%	8,20%	8,70%	9,20%
Wasserkraft	3,00%	3,10%	3,20%	3,30%

Legende: offizielle Daten, quantitative Ziele, eigene Prognose

Abbildung 4: Aufteilung der Energieträger (vgl. [3] und [4])

Der Bruttostromverbrauch wird entgegen den Zielen der Bundesregierung als konstant angenommen, um einen direkten Vergleich zwischen den gewählten Jahren gewährleisten zu können. Die Primärregelleistung wird ebenfalls als konstant angesehen. Weiterhin wird der jahreszeitbedingte Unterschied beim Verbrauch nicht berücksichtigt und ein sich an der Realität orientierender Tageslastgang bei den dynamischen Betrachtungen verwendet und für die statischen Betrachtungen wird ein realitätsnaher fiktiver Konstantwert eingeführt. Eine weitere Näherung, um das Modell möglichst übersichtlich zu halten, ist das Weglassen von allen Transformatoren und die Festlegung auf eine einzige Spannungsebene im Simulationsmodell. Als Spannungsebene ist die 20 kV-Ebene gewählt worden. Die Wirk- und Blindleistungsaufnahme des Leitungsnetzwerkes (genaue Zahlenwerte unbekannt) des Stromnetzes ist pauschal in die Last mit aufgenommen und ein sich ergebender Leistungsfaktor von 0,9 (induktiv) eingeführt worden.

3.2 Das Grundmodell und seine Komponenten

Das Grundmodell umfasst neun Komponenten (siehe Anlage 1) und ist die Grundlage für alle statischen und dynamischen Simulationen. Durch die Variation von Parametern und das Aktivieren bzw. Deaktivieren von einzelnen Modellkomponenten werden die jeweiligen Simulationen erstellt, aber die prinzipielle Modellstruktur bleibt erhalten.

3.2.1 Das Stromnetz (Netzmodell)

Diese Komponente ist eine stark vereinfachte und kompakte Darstellung des deutschen Stromnetzes. So werden alle Einspeiser eines jeden regenerativen Energieträgers durch ein einziges Kraftwerk (*EEAx*) repräsentiert (siehe Abb. 5).

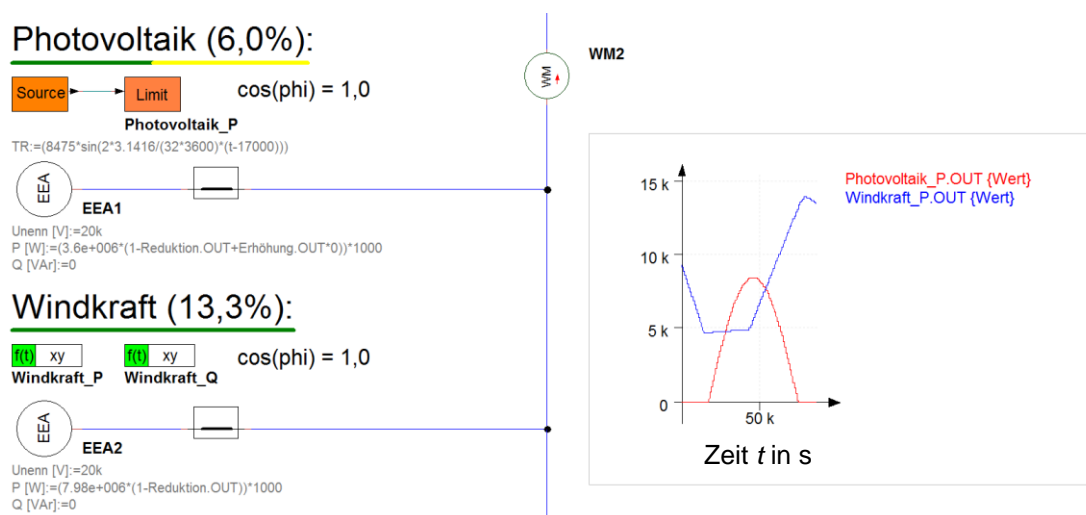


Abbildung 5: regenerative Kraftwerke

Für die statischen Simulationen werden die jeweiligen Leistungswerte händisch eingetragen und bei den dynamischen Simulationen werden spezielle Zeitfunktionen (wie z.B. *Windkraft_P* und *Windkraft_Q*) eingesetzt, mit Ausnahme des Photovoltaik-Kraftwerkes. Bei diesem wird mit den Modellobjekten *Source* und *Limit* (*Photovoltaik_P*) die charakteristische Einspeisefunktion einer Photovoltaikanlage nachgebildet.

Das „Verbundnetz“ hingegen stellt alle konventionellen Kraftwerke (Erdgas-, Kohle- und Atomkraftwerke) wiederum als ein einziges Kraftwerk dar (siehe Abbildung 6) und

Verbundnetz:

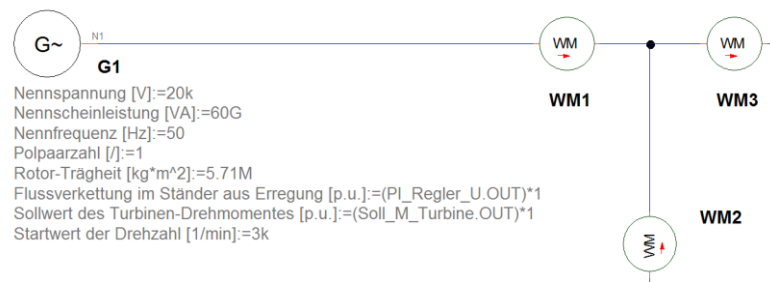


Abbildung 6: konventionelle Kraftwerke

wird durch das Objekt (*G1*) umgesetzt. Weiterhin ist in diesem Modellobjekt die Massenträgheit des gesamten Netzes enthalten, weil es das Einzige im Simulationsmodell ist, welches einen elektrischen und einen mechanischen Anteil hat.

Im dritten Teil der Komponente sind die Leitungen, der Speicher und die Last durch konstante Impedanzen modelliert (siehe Abb. 7). Allerdings ist im Modellobjekt für die Leitungen (*LSGL1*) kein repräsentativer Zahlenwert eingetragen, da eine Bestimmung des Wertes den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit überschritten hätte. Die Funktionalität des Speichers wird durch die Komponente *Speicherregelung* realisiert und im Punkt 3.2.6 näher erläutert. In Hinblick auf die statischen Simulationen wird ein realitätsnaher Konstantwert von 60 GW eingeführt und im Modellobjekt (*LAST1*) für alle statischen Simulationen verankert. Durch den festgelegten Leistungsfaktor von 0,9 (induktiv) ergibt sich die Blindleistung und wird mit dem Objekt (*LAST2*) eingebunden. Das Modellobjekt (*LAST3*) hat die Aufgabe nur bei den statischen Simulationen den Lastsprung zu realisieren. Im Fall der dynamischen Simulationen werden wieder Zeitfunktionen eingesetzt, die in der Komponente *Lastgang vom 23.05.16* definiert sind. Der Last-

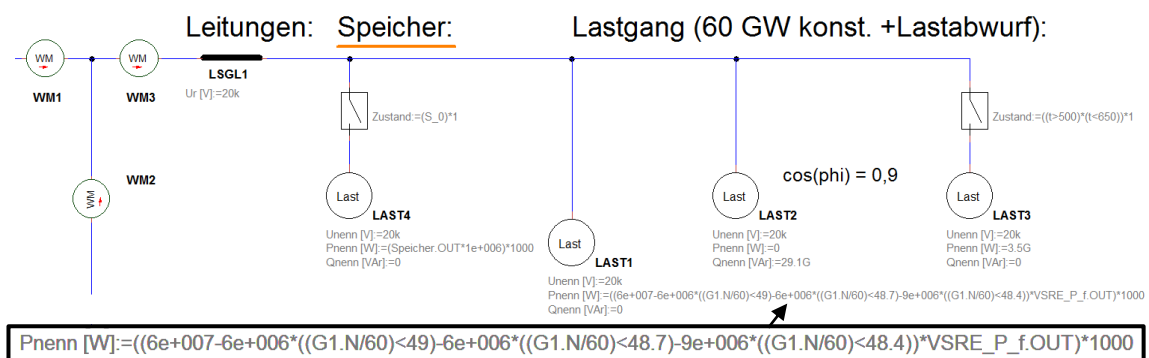


Abbildung 7: Last/Verbraucher

abwurf ist im Modellobjekt (*LAST1*) mit enthalten und arbeitet nach dem in Abbildung 8 erkennbaren Ablauf, lediglich Stufe 1 und 5 wurden nicht mit umgesetzt. So wird aus der Istdrehzahl (*G1.N*) die Istfrequenz gebildet und mit der jeweiligen Stufenfrequenz verglichen, bei erfüllter Stufenbedingung wird die Last reduziert.

Stufe	Frequenz in Hz	Maßnahme
1	49,8	Personal Alarmierung
2	49,0	Lastabwurf von 10% der Netzlast
3	48,7	Lastabwurf von weiteren 10% der Netzlast
4	48,4	Lastabwurf von weiteren 15% der Netzlast
5	47,5	Abtrennung der Kraftwerke vom Netz

Abbildung 8: frequenzabhängiger Lastabwurf (vgl. [5], S. 191)

3.2.2 Drehzahlregelung

Die *Drehzahlregelung* ist die Komponente des Simulationsmodelles, welches die Primär- und Sekundärregelung der Großkraftwerke nachbildet. Sie wirkt direkt auf das *Generator* Modellobjekt (*G1*), durch das Objekt *Sum* (*Soll_M_Turbine*), ein (siehe Abbildung 9). Die interne Primärregelung des Modellobjektes (*G1*) ist

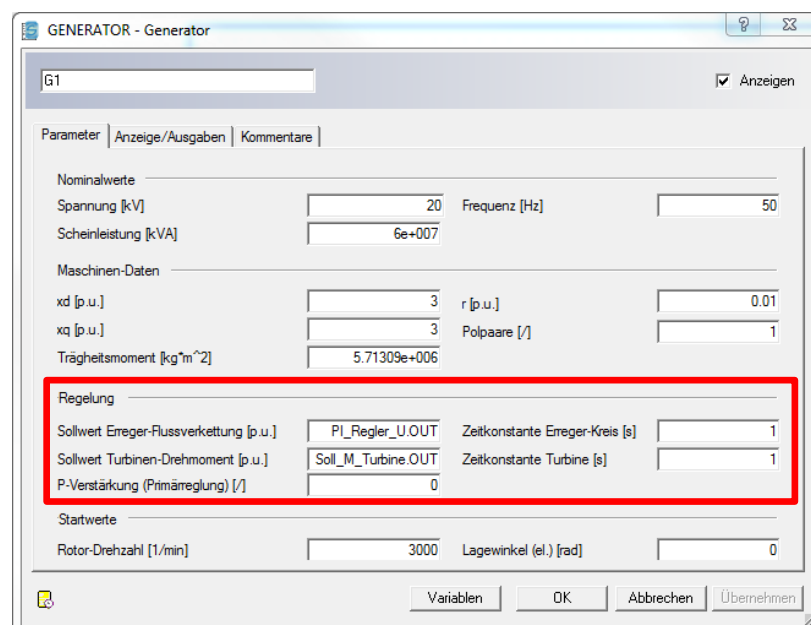


Abbildung 9: Parametrierung des *Generator* Modellobjektes (*G1*)

aufgrund fehlender Eingabemöglichkeiten durch den Parameter Null deaktiviert und durch diese externe Drehzahlregelung ersetzt worden (siehe Abbildung 10).

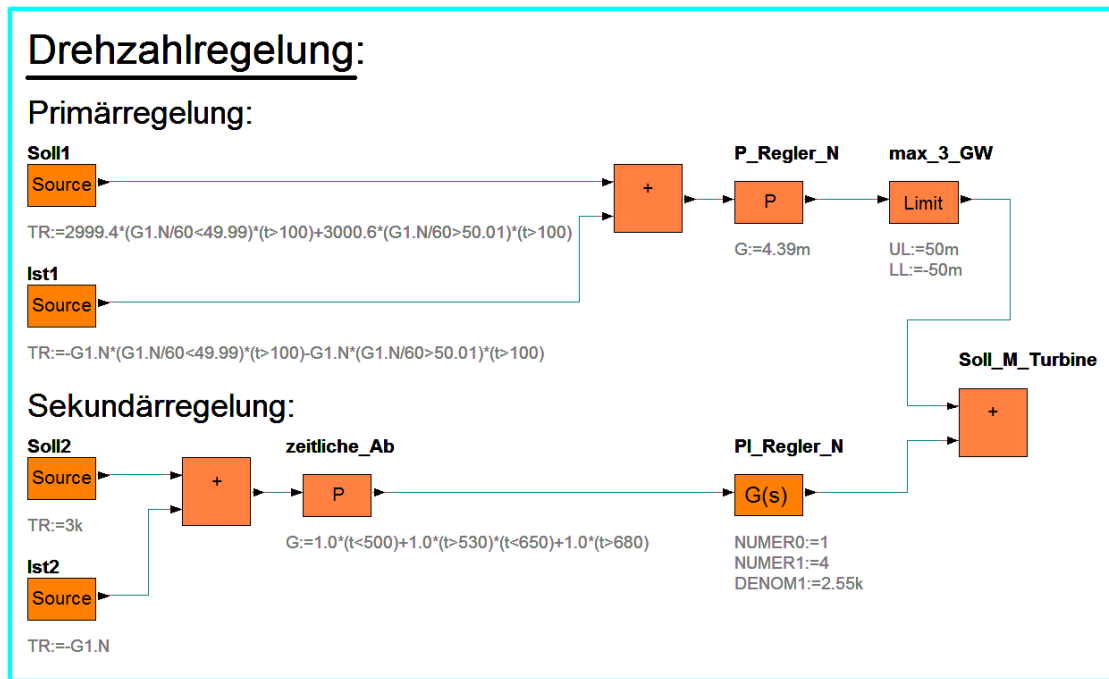


Abbildung 10: Primär- und Sekundärregelung

Die beiden Modellobjekte *Source* (*Soll1*, *Ist1*) der *Primärregelung* realisieren den Frequenzbereich in dem die Primärregelung aktiv ist (49,8 Hz – 49,99 Hz / 50,01 Hz – 50,2 Hz, vgl. [6]). Die Ausführung des Reglers ist ein P-Regler (welcher für eine Primärregelung gängige Praxis ist) und wird mit Hilfe des Objektes *Gain* (*P_Regler_N*) umgesetzt. Das Modellobjekt *Limit* (*max_3_GW*) limitiert den Ausgang des Reglers, so dass beim Erreichen der maximalen Primärregelleistung von 3,0 GW (mechanisch) des europäischen Verbundnetzes (vgl. [6]), keine weitere Erhöhung stattfindet. Die Einstellung des P-Reglers auf diese 3,0 GW Primärregelleistung wurde durch eine Sondersimulation mit einen Lastsprung von 3,0 GW im Vorfeld vor fast jeder Simulation getätigt. Es ist die Differenz am Ausgang des Modellobjektes *Sum* (*Soll_M_Turbine*), zwischen dem Wert nach dem Lastsprung und dem Wert vor dem Lastsprung, erfasst worden. Diese Differenz ist der Limitwert für das Modellobjekt *Limit* (*max_3_GW*) und Ausgangswert für die Berechnung des Verstärkungswertes des P-Reglers (siehe 3.3.2). Die Sekundärregelung wird durch einen PI-Regler, der nach dem symmetrischen Optimum eingestellt wird (siehe 3.3.3), mit den Modellobjekten *Source* (*Soll2*, *Ist2*), *Gain* (*zeitliche_Ab*) und *G(s)* (*PI_Regler_N*) realisiert. Wobei das Objekt *Gain* (*zeitliche_Ab*) eine zeitliche Abschaltung von 30 Sekunden generiert und damit die Sekundärregelung für die ersten 30 Sekunden eines jeden Lastsprunges

abschaltet (vgl. [11], Seite 2). Durch Addition von Primär- und Sekundärregelung mit dem Modellobjekt *Sum* (*Soll_M_Turbine*) wird der Sollwert für das Turbinendrehmoment gebildet (siehe Abbildung 9).

3.2.3 Spannungsregelung

Die Spannungsregelung dient dem Zweck die Generatorklemmenspannung möglichst konstant zu halten (Festlegung: 20 kV Simulationsspannungsebene) und ein relativ schnelles Ausregelt bei einer Laständerung zu gewährleisten. Deshalb fand ein PI-Regler seine Verwendung und dessen Einstellungen wurden empirisch vorgenommen. Mit den beiden Modellobjekten *Source* (*U_Soll*, *U_Ist*) wird die Regeldifferenz gebildet und auf die Objekte *Integrator* (*I_Anteil_U*) und *Gain* (*P_Anteil_U*) geleitet. Anschließend werden deren Ausgänge addiert und durch das Modellobjekt *Sum* (*PI_Regler_U*) als Sollwert für die Erregung dem *Generator* Modellobjekt (*G1*) zugeführt (siehe Abbildung 11 und 9).

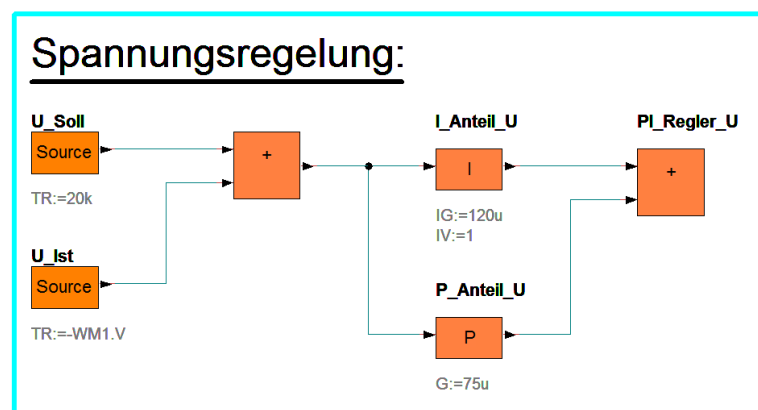


Abbildung 11: Spannungsregelung

Durch das Modellobjekt *Wattmeter* (*WM1*) wird die Ausgangsspannung gemessen (siehe Abbildung 6) und als Istgröße von dieser Spannungsregelung genutzt.

3.2.4 Leistungsreduzierung

Ab einer Frequenz von 50,2 Hz müssen alle EEG-Erzeuger ihre Wirkleistung mit einem Gefälle von 40% je Hertz reduzieren (vgl. [7], Seite 21). Dies bewerkstelligt die Komponente *Leistungsreduzierung*, indem auf alle vier regenerativen Kraft-

werke mit dem Modellobjekt *Limit (Reduktion)* eingewirkt wird (siehe Abb. 12).

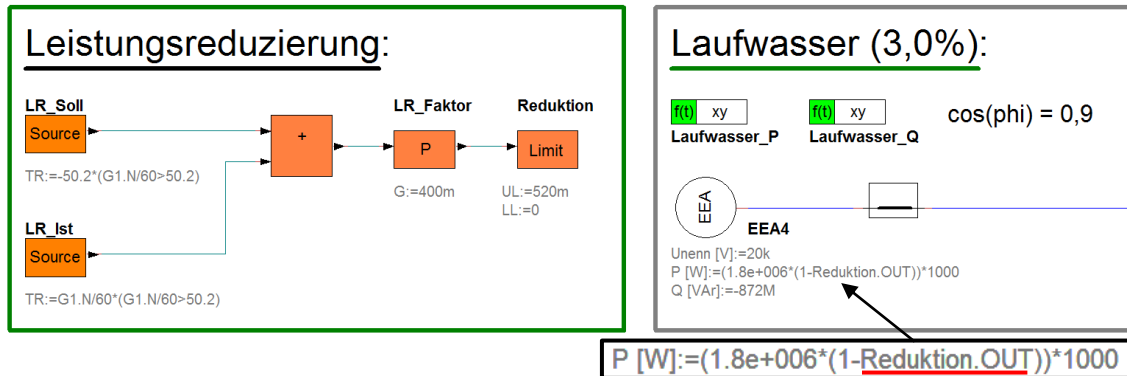


Abbildung 12: Leistungsreduzierung

Die Struktur der Reduzierung entspricht einer P-Regelung und dem entsprechend ist ein P-Regler eingesetzt worden. Sein Verstärkungswert ist der Wirkleistungsgradient (40% je Hz), wobei das negative Vorzeichen in den Modellobjekten *EEA* realisiert wird und der Ausgabewert von *Limit (Reduktion)* stets ein positiver Wert ist. Der maximale Wert des Modellobjektes *Limit (Reduktion)* kommt deshalb zustande, weil es bei 51,5 Hz zur Abschaltung der EEG-Erzeuger kommt (vgl. [7]).

3.2.5 Leistungserhöhung

Die Komponente *Leistungserhöhung* soll eine zukünftige Erweiterung der Photovoltaikanlagen darstellen. So ist mit dieser der Gedanke verbunden, dass alle Photovoltaikerzeugungsanlagen bei „normalen“ Bedingungen mit 80% ihres maximalen Leistungswertes ins Stromnetz einspeisen sollen (wenn physikalisch möglich) und bei speziellen Ereignissen (z.B. Lastsprung größer als 3 GW) durch bis zu 100% Leistungseinspeisung das Stromnetz und seine bisherigen Regelungen zu unterstützen vermögen. Auch in diesem Fall wird ein P-Regler für die Umsetzung verwendet (siehe Abbildung 13). Die Steigerung der Leistung beginnt bei einer Frequenz von 49,8 Hz (80%) und hat bei 49,2 Hz (100%) ihr Maximum erreicht. Dies wird mit einem Verstärkungswert von 0,417/Hz erreicht, wodurch sich bei einer Frequenzabweichung von 0,6 Hz ein Endwert von 0,25 einstellt. Im Modellobjekt *Limit (Erhöhung)* ist dieser als obere Grenze zu finden und bewirkt den rechnerischen Anstieg von 80% Wirkleistungsabgabe (Wert: 1,0) auf 100% (Wert: 1,25) im Modellobjekt *EEA (EEA1, siehe Abbildung 13)*. Die Deaktivierung dieser Komponente erfolgt durch eine Multiplikation mit einer Null im Objekt.

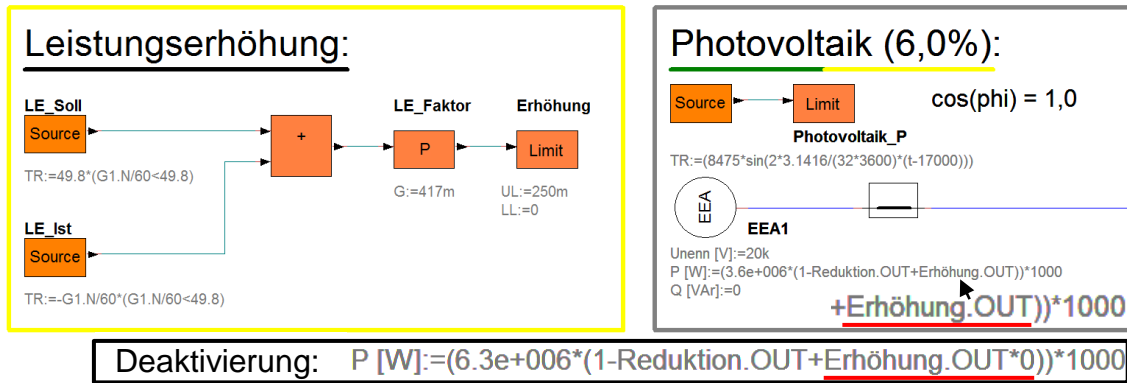


Abbildung 13: Leistungserhöhung

3.2.6 Speicherregelung

Die Speicherregelung dient dem Zweck ein Absinken des Wirkleistungswertes des „Verbundnetzes“ ($G1$) unter einen festgelegten Wert zu verhindern. Der festgelegte Wert beträgt 6,0 GW und stellt bei einer Mittelung des gewählten Tageslastganges (ca. 60 GW) etwa 10% Resteinspeisung durch das „Verbundnetz“ ($G1$) dar. Durch einen Zustandsgraphen wird diese Bedingung geprüft und bei Erfüllung wechselt der Zustandsgraph vom Zustand $ST1$ in den Zustand $ST2$ (siehe Abbildung 14, links unten). Der Zustand $ST2$ ändert den Wert der beiden Variablen (S_0 , Reset) und initiiert auf diese Weise die Zuschaltung und Regelung des Speichers. Bei aktiver Regelung des Speichers werden die 6,0 GW als Sollwert verwendet und der Wirkleistungswert des Modellobjektes *Generator* ($G1$)

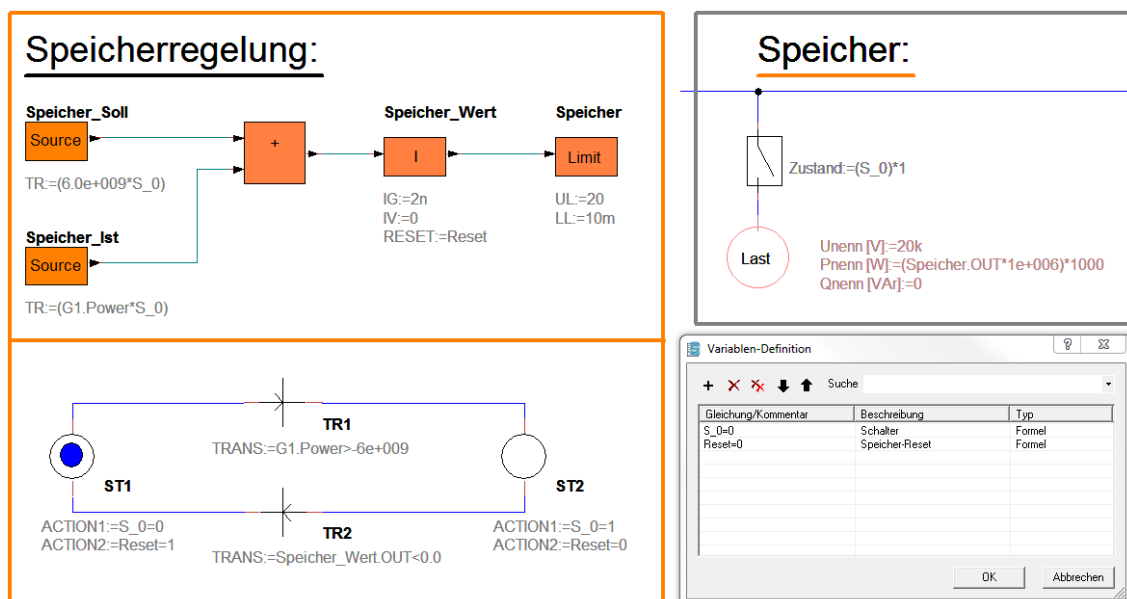


Abbildung 14: Speicherregelung

als Istwert eingesetzt. Die Regeldifferenz aus beiden wird am I-Regler angelegt und auf 20 GW begrenzt sowie ein Anfangswert von 10 MW vergeben. Dieser Anfangswert soll ein sprunghaftes Abschalten des Speichers im GW-Bereich verhindern, wenn die Übergangsbedingung zwischen Zustand *ST2* und Zustand *ST1* erfüllt wäre. Erreicht der Zustandsgraph den Zustand *ST1* (durch Ab Integration des *Integrators (Speicher_Wert)* auf null) so wird der Ausgangszustand wieder hergestellt und der Speicher deaktiviert.

3.2.7 Verbraucherselbstregeleffekt

Der Verbraucherselbstregeleffekt bildet die Frequenzabhängigkeit der Last, bezogen auf die Wirkleistungsaufnahme, nach (vgl. [8]). Ein Beispiel für diese Abhängigkeit von der Frequenz ist ein direkt ans Netz angeschlossener Asynchronmotor, der seinen Arbeitspunkt und damit auch seine Wirkleistungsaufnahme je nach Frequenzwert verändert (vgl. [8], siehe qualitative Abbildung 15).

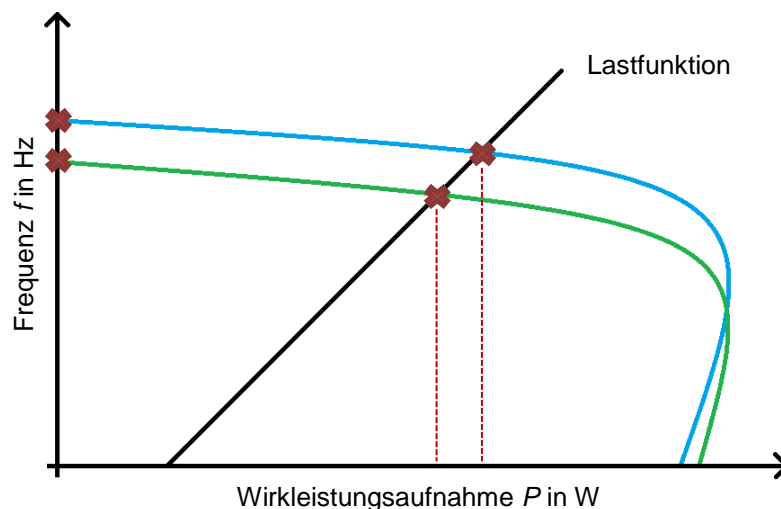


Abbildung 15: Kennlinienverschiebung des Asynchronmotors in Folge einer Frequenzänderung

Neben der Frequenzabhängigkeit gibt es noch die Spannungsabhängigkeit der Last (vgl. [8]), welche durch *Cerberus* bereits mit abgebildet werden kann und deshalb nicht separat eingebunden werden muss. Mit den beiden Modellobjekten *Source* (*VSRE_Soll*, *VSRE_Ist*) wird die Sollfrequenz 50 Hz mit der Istfrequenz verglichen und ihre Regeldifferenz an das Modellobjekt *Gain* (*VSRE_Faktor*) gelegt. Der darin enthaltene Verstärkungsfaktor spiegelt den Richtwert für die Wirkleistungsänderung der Last von 1% je Hertz wieder (vgl. [8]).

Dessen Ausgangswert wird dann mit dem Ausgangswert des Modellobjektes *Source* (*max_Leistung_P*) verrechnet und bildet den prozentualen Wert der noch wirksamen Wirkleistungsaufnahmen der Last (siehe Abbildung 16). Dieser Wert wird dann mit dem Modellobjekt *SUM* (*VSRE_P_f*) an das Lastmodell übergeben.

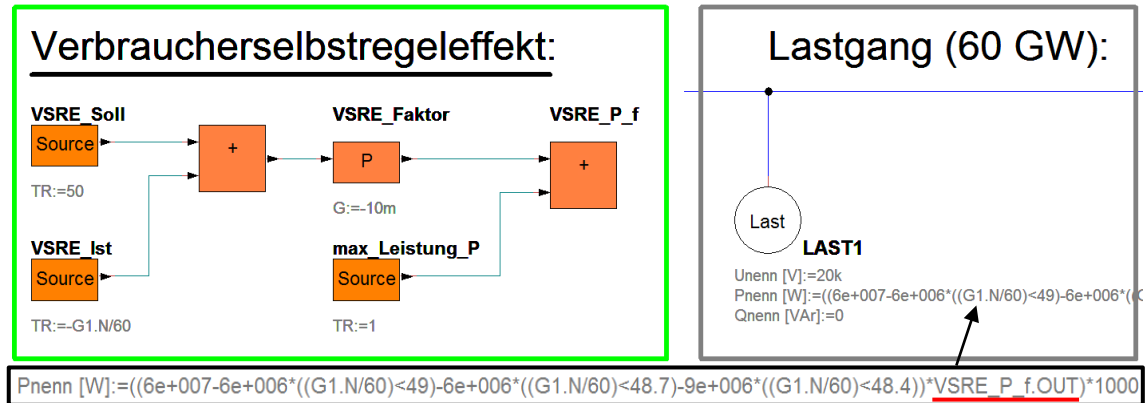


Abbildung 16: Verbraucherselbststreckeneffekt

3.2.8 Tageslastgang

Die Komponente *Lastgang vom 23.05.16* enthält den realitätsnahen Tageslastgang für die dynamischen Betrachtungen. Welcher auf den Daten des Agorameters von „Agora Energiewende“ vom 23.05.2016 basiert (vgl. [9]). Es wurde allerdings das lineare Verhalten dieser Daten durch ein realistischeres sprunghafteres Verhalten ersetzt, was aus vielen unterschiedlichen Lastsprüngen besteht (siehe Abbildung 17). Weiterhin ergab die Mittelung des zeitlichen Verlaufes den Ausgangswert von 59,72 (GW), der als Grundlage zur Festlegung des fiktiven Konstantwertes von 60 GW für die statischen Betrachtungen diente.

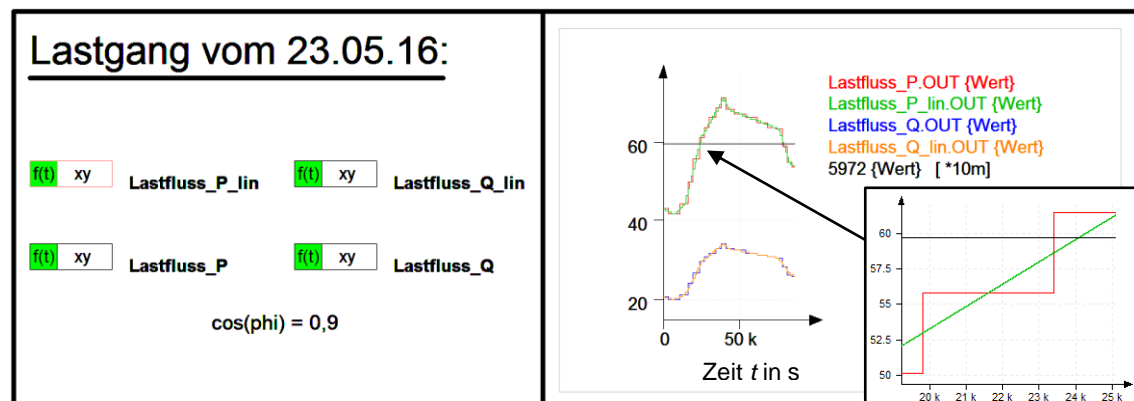


Abbildung 17: Verlauf des gewählten Lastganges

3.2.9 mechanisches Vergleichsmodell

Das mechanische Vergleichsmodell ist die letzte Komponente des Simulationsmodells und hat die Bewandnis den mechanischen Teil des *Generator* Modellobjektes (G1) nachzustellen, um zum einen die Regelstecke für die Sekundärregelungseinstellung nachbilden zu können und zum anderen einen Drehzahlvergleichswert für die statischen Simulationen zu erbringen.

Der erste Teil dieser Komponente (siehe Abbildung 18) ist zu einem Großteil mit der Komponente *Drehzahlregelung* identisch, lediglich die *perunit*-Skalierung musste durch das Modellobjekt *Gain* (*per_unit_Skalierung*) ergänzt werden. Der Einfluss dieser Skalierung wird im Punkt 3.3 näher erläutert. Die Istdrehzahl wird vom Vergleichsmodell selbst berechnet und in den Modellobjekten *Source* (*Solldrehzahl1*, *Istdrehzahl1*, *Istdrehzahl2*) auf die gleiche Weise wie in der Komponente *Drehzahlregelung* verwendet. Zudem sind Primär- und Sekundärregelung nur auf „positive“ Lastsprünge (Last + xx,x GW) eingestellt worden, „negative“ Lastsprünge (Last - xx,x GW) werden hingegen durch dieses Vergleichsmodell nicht mit abgebildet (um die Modellkomplexität zu verringern).

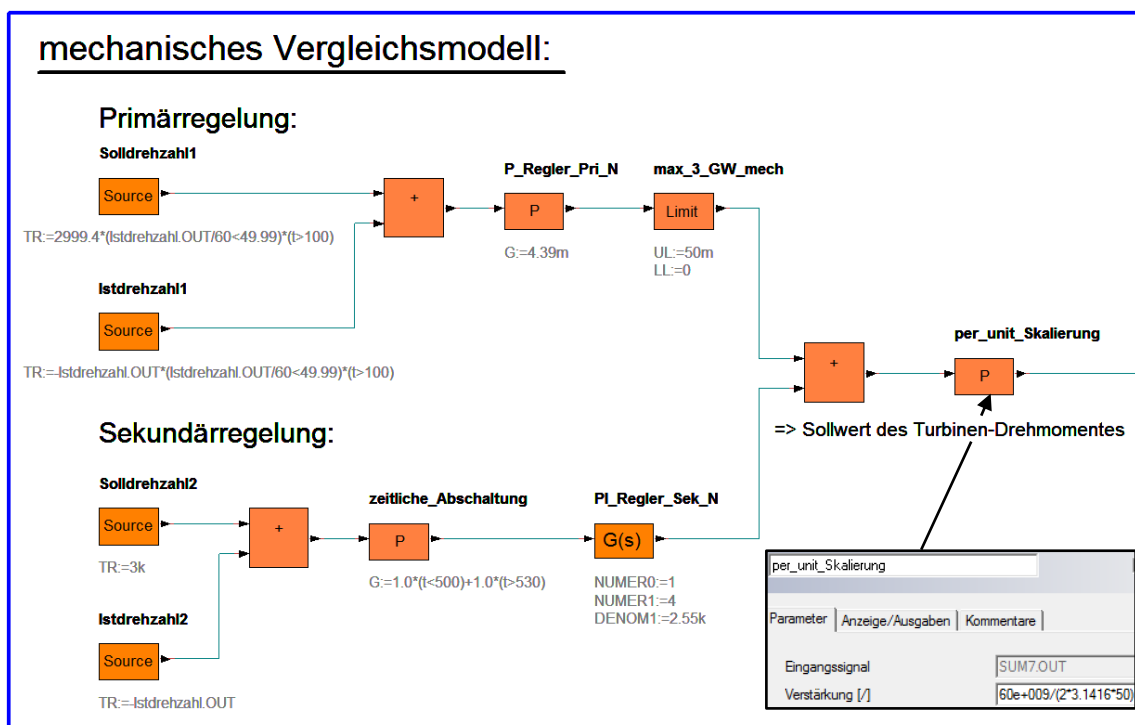


Abbildung 18: mechanisches Vergleichsmodell, erster Teil

Während der erste Teil dazu dient den Sollwert für das Turbinendrehmoment zu bilden, wird im zweiten Teil der Komponente das eigentliche mechanische Verhalten modelliert (siehe Abbildung 19). So wird das Ausgangssignal des Modellobjektes *Gain* (*per_unit_Skalierung*) an das Verzögerungsglied *G(s)* (*Turbine*) gelegt. Die verwendete Turbinenzeitkonstante ist die gleiche wie im *Generator* Modellobjekt (*G1*) und hat in den Simulationen den festgelegten Wert von einer Sekunde. Die drei folgenden Modellobjekte *Gain* (*M_i*), *SUM* (*M_dyn*) und *Source* (*M_Last_mech*) haben die Aufgabe das resultierende dynamische Moment nach der Gleichung 3.2.1 zu berechnen.

$$M_{dyn} = M_i(Turbine) - M_{Last} \quad (\text{Gl. 3.2.1})$$

Eine Besonderheit des Objektes *Source* (*M_Last_mech*) ist der eingebundene frequenzabhängige Lastabwurf (siehe Abbildung 19, rechts oben), der auf dieselbe Art funktioniert wie der Lastabwurf in der Komponente *Stromnetz*.

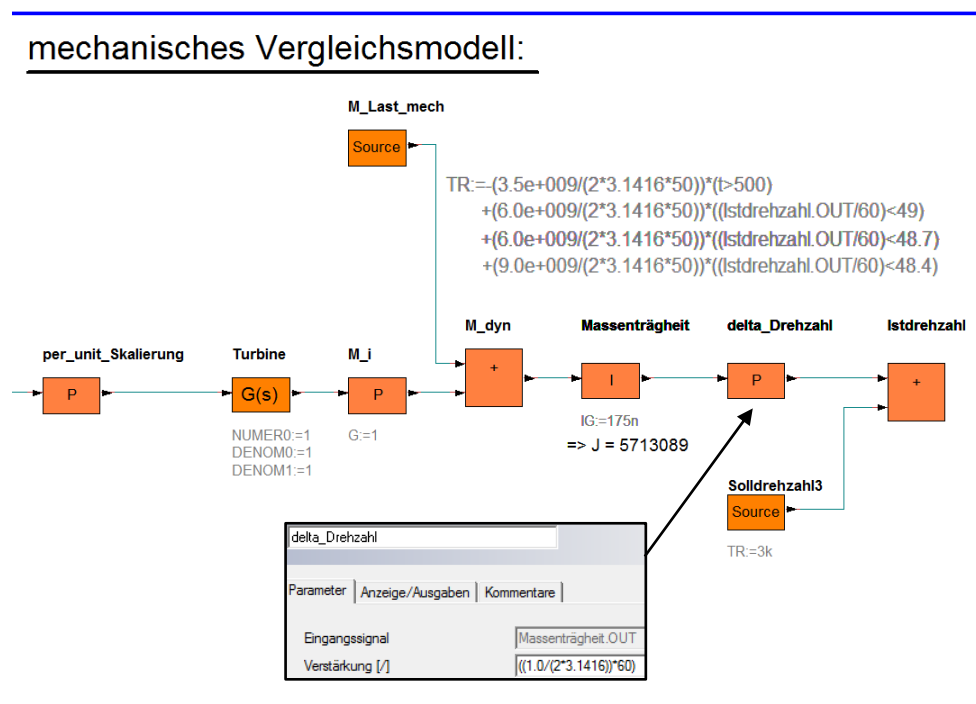


Abbildung 19: mechanisches Vergleichsmodell, zweiter Teil

Der Wert des dynamischen Momentes wird dann an das Modellobjekt *Integrator* (*Massenträgheit*) gegeben und ermöglicht die Berechnung der Winkelgeschwindigkeit auf Basis der Gleichung 3.2.2, wobei die Nachstellzeit bzw. das Trägheits-

$$\omega = M_{dyn} \cdot \frac{1}{J \cdot s} \quad ; s = \text{Laplace-Operator} \quad (\text{Gl. 3.2.2})$$

moment von den jeweiligen statischen bzw. dynamischen Betrachtungen abhängt. Der Kehrwert dieses Trägheitsmomentes ist der eingesetzte Verstärkungswert des I-Gliedes (*Massenträgheit*). Zuletzt wird die Istdrehzahl ermittelt, dazu erfolgen eine Umrechnung von Winkelgeschwindigkeit zu Drehzahl im Modellobjekt *Gain (delta_Drehzahl)* und anschließend eine Verrechnung mit der Solldrehzahl 3000 min⁻¹.

3.3 Berechnungsformeln für die Simulationsmodelle

3.3.1 Trägheitsmoment des Netzes

Das Netzträgheitsmoment ist auf der Grundlage der Gleichung 3.3.1 berechnet worden (vgl. [5]) und durch eine Umstellung ist die Gleichung 3.3.2 entstanden.

$$T_{mi} = \frac{J_i \cdot \Omega_r^2}{P_{rGi}} \quad (\text{vgl. [5], 6.14 S. 183}) \quad (\text{Gl. 3.3.1})$$

$$J_{Netz} = \frac{T_{Netz} \cdot P_J}{\omega_r^2}, \quad (\omega = \Omega, T_{Netz} = 10 \text{ s}) \quad (\text{Gl. 3.3.2})$$

Weiterhin ist eine Netzanlaufzeitkonstante von 10 Sekunden festgelegt worden (vgl. [11], Seite 6) und die Leistung P_J entspricht der Gesamtleistung (Scheinleistung) aller Kraftwerke die ein Trägheitsmoment physikalisch aufweisen können, so wird unter anderen die Leistungsabgabe des Kraftwerkes *Photovoltaik* komplett heraus gerechnet.

Bei den Simulationen wo eine Erhöhung des Trägheitsmomentes durch die Einbindung der Windkraftanlagen stattfindet, wird das Netzträgheitsmoment durch eine Addition des resultierenden Jahreswertes und des Windzusatzwertes gebildet. Dieser Zusatzwert wird nach dem $\frac{J_{Wind}}{P_{Wind}}$ Verhältnis von $1,0 \frac{kgm^2}{kW}$ errechnet (Herleitung siehe Anlage 4). Weiterhin ist die Festlegung getroffen worden, dass ein Viertel der Windkraftwirkleistung der jeweiligen Jahre eingebunden wird.

3.3.2 Verstärkungswert der Primärregelung

Der Verstärkungswert der Primärregelung wird nach der Gleichung 3.3.3 unter der Verwendung des Differenzwertes pl_{max} , der durch die Sondersimulation im Vorfeld ermittelt wurde, berechnet.

$$k_p = \frac{pl_{max}}{(2999,4 - 2988) \text{ min}^{-1}} \quad (\text{Gl. 3.3.3})$$

Da dieser Differenzwert einer *perunit*-Skalierung in *Cerberus* nach Gleichung 3.3.4 unterliegt, musste dies beachtet werden und wird unter anderen in der Komponente *mechanisches Vergleichsmodell* durch das Modellobjekt *Gain* (*per_unit_Skalierung*) realisiert.

$$M_B = \frac{S_{rG}}{\omega_r} \cdot p \quad (\text{vgl. [5], 5.29c S. 131}) \quad (\text{Gl. 3.3.4})$$

3.3.3 Sekundärregelungseinstellung

Die Einstellung der Sekundärregelungen erfolgt nach den Einstellregeln des symmetrischen Optimums, die dazu verwendeten Gleichungen sind 3.3.5 – 3.3.7.

$$K_s = \frac{S_{rG}}{\omega_r} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi} \quad (\text{Gl. 3.3.5})$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{Turbine} \quad (\text{Gl. 3.3.6})$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{Turbine})^2}{J_{Netz}} \cdot K_s \quad (\text{Gl. 3.3.7})$$

Dabei sind die Nennscheinleistung des Generators und das Netzträgheitsmoment die einzigen variablen Größen. Da sich das Trägheitsmoment bei allen Jahren (2025, 2035, 2050) außer beim Referenzjahr (2015) ändert, sind zwei Einstellvarianten für diese Jahre von Nöten. Die erste Einstellung ist ohne Windkraftunterstützung (J-; J- und P+) und bei der zweiten wird das zusätzliche Trägheitsmoment von den Windkraftanlagen mit einbezogen (J- und J+; J-, P+ und J+).

Auch bei diesen Berechnungen ist die *perunit*-Skalierung in Gleichung 3.3.5 miteingeflossen, jedoch mit den festgelegten Wert für die Polpaarzahl von Eins.

4 Simulationen

4.1 statische Simulationen

Bei den statischen Simulationen wird der Zustand des Stromnetzes vor dem Lastsprung als stationär angenommen. Hierbei befindet sich das Netz im eingeschwungenen Zustand bei einer Frequenz von 50 Hz und es besteht ein Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bei 60 GW Wirkleistung (festgelegter Konstantwert). Die Simulationen sind in vier Gruppen aufgeteilt. Für die erste Gruppe nimmt das Trägheitsmoment der konventionellen Kraftwerke bis ins Jahr 2050 stetig ab (Kennzeichnung: J-). Bei der Zweiten nimmt ebenfalls das Trägheitsmoment ab, aber es wird zusätzliche Leistung durch die Photovoltaik bereitgestellt (Kennzeichnung: J- und P+). Während die dritte Gruppe der Abnahme durch die Einbindung von Windkraftanlagen in die Momentanreserve entgegenwirkt (Kennzeichnung: J- und J+), spiegelt die vierte Gruppe eine Verschmelzung aus den drei Vorangegangenen wieder (Kennzeichnung: J-, P+ und J+). Die Simulation des Jahres 2015 hat eine Sonderstellung und ist so gesehen kein Teil einer der vier Gruppen. Ihr Hauptzweck besteht darin eine Referenz als Grundlage eines Vergleiches zu schaffen (Kennzeichnung: Referenz). Das prognostizierte Einspeiseverhalten eines jeden gewählten Jahres wurde in die Simulationen übernommen. Weiterhin werden drei unterschiedliche Lastsprunghöhen pro Simulationsvariante simuliert (siehe Abbildung 20).

statische Simulationen	2015 (70/30)	2025 (55/45)	2035 (40/60)	2050 (20/80)
konv. E. (J-)	Referenz	x	x	x
konv. E. (J-) und Solar (P+)	"-"	x	x	x
konv. E. (J-) und Wind (J+)	"-"	x	x	x
konv. E. (J-) und Solar (P+) und Wind (J+)	"-"	x	x	x
Sprünge: +/- 2,0 GW; +/- 3,5 GW; +/- 10,0 GW				

Abbildung 20: Übersicht zu den statischen Simulationen

Die simulierte Zeit beträgt für alle 13 statischen Simulationen 800 Sekunden und die Schrittweiten können zwischen minimal 0,01 und maximal 60 Sekunden variieren. Die ersten Sekunden dienen lediglich dazu den stationären Zustand zu erreichen. Aus diesem Grund beginnen alle Abbildungen bei 480 Sekunden.

4.1.1 statische Betrachtung des Jahres 2015 (Referenz)

Die Simulation des Jahres 2015 (Referenz) wurde mit den in Abbildung 21 dargestellten Parameter durchgeführt. Die dazu gehörenden Berechnungen sind in der Anlage 6 zu finden. Die Einspeiseleistungen entsprechen den Prozentwerten vom Jahr 2015 bezogen auf den Wert 60 GW. Weiterhin sind die Leistungsfaktoren zu den jeweiligen Kraftwerken festgelegt worden. So ist für die Kraftwerke *Photovoltaik* und *Windkraft* ein Leistungsfaktor von 1,0 vergeben worden und die Kraftwerke *Biomasse* und *Laufwasser* sind mit den Faktor 0,9 versehen worden. Das verbliebene Kraftwerk *Verbundnetz* stellt seinen Leistungsfaktor in diesem und in allen anderen Simulationsmodellen nach dem jeweiligen Leistungsbedarf selbst ein und bildet damit das Verhalten eines „starrten Netzknotens“ ab.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	60 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	3,6 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	0 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	7,98 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	0 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	4,62 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,24 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,8 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,87 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,00439 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,05	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	2554 s	berechnet

Abbildung 21: Modellparameter des Jahres 2015 (Referenz)

Die markantesten Parameter im Modell sind das Trägheitsmoment mit einen Wert von $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ und die Nennscheinleistung des Kraftwerkes *Verbundnetz* von 60 GVA. Dieser Wert ist so dimensioniert, dass eine Überlastung nicht eintreten kann. Der Wert für die Reaktanzen ist aus der Quelle [5] S. 933 übernommen worden und fand in allen Simulationsmodellen seine Anwendung.

4.1.1.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Die Abbildung 22 zeigt den Verlauf von Frequenz und Spannung bei einem Lastsprung in Höhe 2,0 GW. Die Spannung (grüner Verlauf) bricht auf einen Wert von 19,6 kV ein, befindet sich aber noch im Toleranzband ($\pm 10\%$) für die Spannung. Bei der Frequenz ist zu erkennen, dass sie bei einem „positiven“ Lastsprung sinkt und bei einem „negativen“ Lastsprung steigt. Erwartungsgemäß wird der 2,0 GW Lastsprung durch die einsetzende Primärregelung ausgeglichen, da diese bis zu 3,0 GW (mechanisch) umfassen kann. Weiterhin ist zu sehen, dass sich eine bleibende Regelabweichung von 0,14 Hz nach einem kurzen Einschwingvorgang einstellt. Diese Abweichung ist typisch für einen P-Regler. Die Sekundärregelung setzt dann nach Ablauf von 30 Sekunden nach dem Lastsprung ein und regelt die verbliebene Regelabweichung aus. Damit wird die 50 Hz Sollfrequenz wieder erreicht. Sowohl das Netzmodell (roter Verlauf) als auch das Vergleichsmodell (blauer Verlauf) veranschaulichen dies im unteren Teil der Abbildung 22. Lediglich in den ersten Sekunden unterscheiden sich diese Verläufe voneinander, da beim Vergleichsmodell keine Rückwirkungen vom elektrischen (nicht vorhanden) ins mechanische System des Vergleichsmodells einfließen können.

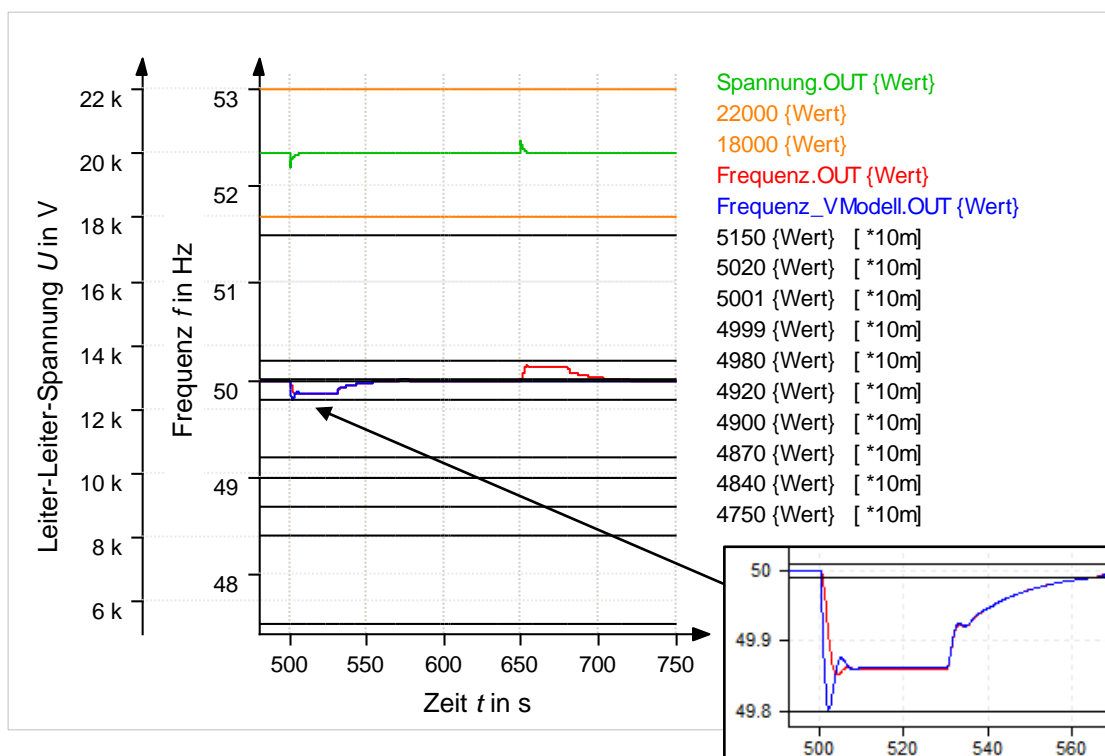


Abbildung 22: Jahr 2015 (Referenz) 2,0 GW Lastsprung

4.1.1.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Der Einfluss den ein Lastsprung mit der Höhe 3,5 GW hat, steht in einen deutlichen Kontrast zum vorher betrachteten Fall (siehe Abbildung 23). Es haben sich Spannungs- und Frequenzverlauf deutlich geändert. Die Primärregelung ist nun nicht mehr in der Lage den Abfall der Frequenz bei dem „positiven“ Lastsprung zu stoppen, da seine Höhe die maximale Regelleistung von 3,0 GW überschritten hat. Die Folge ist, dass es nach knapp 16 Sekunden im Netzmodell zum „ersten“ Lastabwurf kommt (siehe Abbildung 8, Stufe 2). Beim Vergleichsmodell geschieht dies etwas früher, da auch hier die elektrischen Rückwirkungen (Spannungsverlauf, Verbraucherselbstregelleffekt, Blindelemente) bewusst fehlen. Der „negative“ Lastsprung hingegen wird durch die Primärregelung und die ab 50,2 Hz wirkende Leistungsreduzierung mit 50,28 Hz Frequenzendwert gut beherrscht. Der minimale Spannungswert beträgt hier 19,3 kV und der höchste 20,9 kV, wobei dieser ein Resultat des Lastabwurfes bei 49,0 Hz ist. Somit wird auch in diesem Fall das Toleranzband ($\pm 10\%$) eingehalten. Das mehrfache Auftreten dieses maximalen Spannungswertes ist damit zu begründen, indem der „erste“ Lastabwurf wiederholt bis zum Einschreiten der Sekundärregelung eintritt.

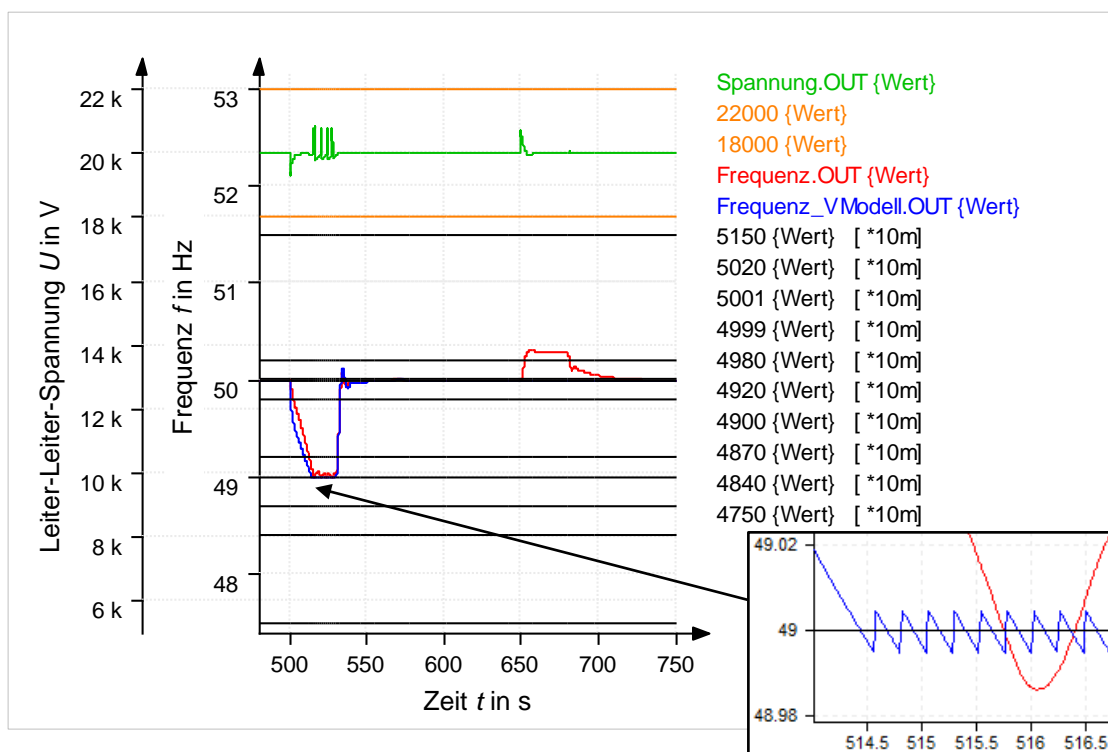


Abbildung 23: Jahr 2015 (Referenz) 3,5 GW Lastsprung

4.1.1.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Ein Lastsprung von 10,0 GW stellt eine extreme Situation nach und ist per Primärregelung nicht mehr zu beherrschen (siehe Abbildung 24). Bereits nach etwa 3,3 Sek. wird der „erste“ Lastabwurf initiiert und 0,7 Sek. später ist der „zweite“ erreicht, gefolgt vom „dritten“ der bei 5 Sek. einmalig angesprochen wird. Hierbei ist nun erforderlich, dass der „erste“ Lastabwurf fortwährend abgeschaltet bleibt und der „zweite“ gelegentlich zu- bzw. abgeschaltet wird bis zur Aktivierung der Sekundärregelung. Während ein flächendeckender Stromausfall (BLACKOUT) im „positiven“ Fall des Sprunges durch den Lastabwurf noch verhindert werden konnte, ist beim „negativen“ Lastsprung der Höhe 10,0 GW die Frequenz von 51,5 Hz überschritten worden und die Abschaltung aller Erzeugungsanlagen (vgl. [7]) würde einsetzen. Weiterhin ist bei der Spannungshaltung die Einhaltung des Toleranzbandes nicht mehr gegeben. So wurde aufgrund des massiven Lastabwurfes der obere Wert des Bandes von 22 kV übertagt, sowie der untere Spannungswert von 18 kV durch den Lastsprung selbst fast erreicht. Durch diese Spannungs- und Frequenzabweichungen ist die Versorgungssicherheit des Stromnetzes stark in Mitleidenschaft gezogen wurden.

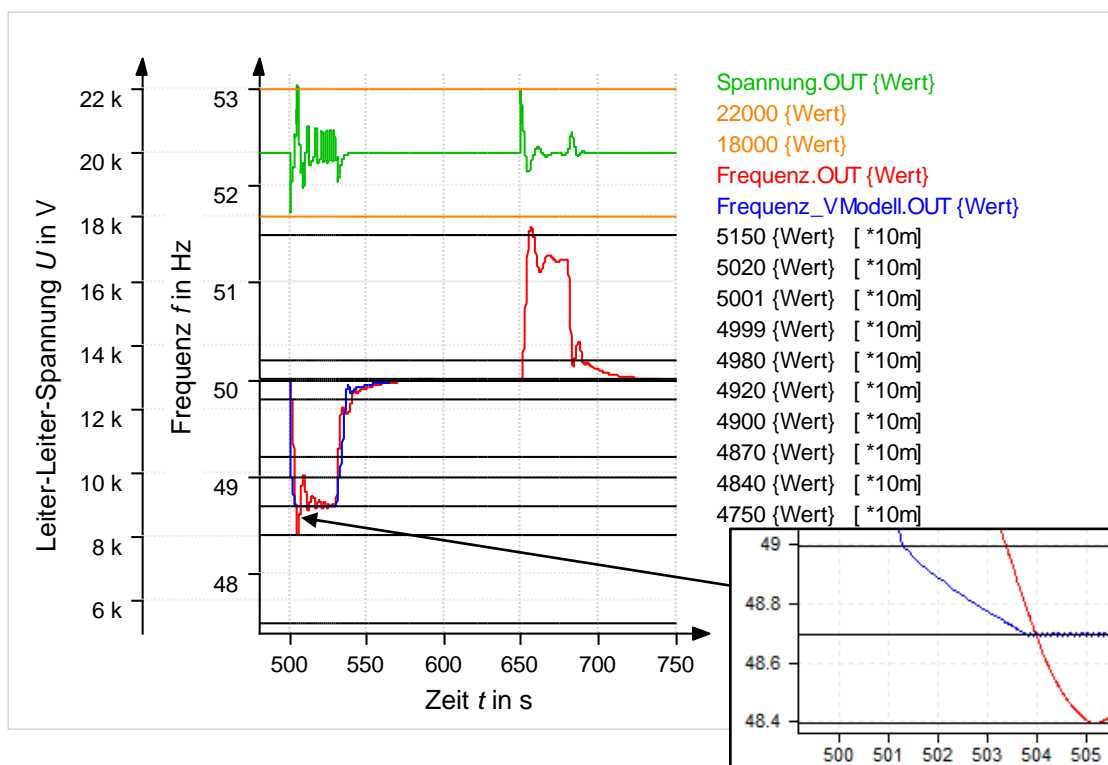


Abbildung 24: Jahr 2015 (Referenz) 10,0 GW Lastsprung

4.1.2 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J-)

Die Betrachtung des Jahres 2025 ist mit einem reduzierten Trägheitsmoment durchgeführt worden. Die Modellparameter sind in Abbildung 25 aufgeführt und deren Berechnungen werden in der Anlage 6 dargestellt. Die Einspeiseleistungen ändern sich aufgrund der neuen Prozentwerte, werden aber immer noch auf die festgelegten 60 GW bezogen. Bei den Leistungsfaktoren der Kraftwerke fand keine Änderung statt, so weisen *Photovoltaik* und *Windkraft* weiterhin einen Leistungsfaktor von 1,0 auf und die Kraftwerke *Biomasse* und *Laufwasser* werden mit 0,9 weiterbetrieben. Die bedeutendsten Parameteränderungen sind die Nennscheinleistung aller konventionellen Kraftwerke, deren Wert auf 44,5 GW gefallen ist, sowie das Trägheitsmoment, welches mit $4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ wirksam ist.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	44,5 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	6,3 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	0 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	13,92 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	0 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	4,92 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,38 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,86 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,9 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,00591 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,0674	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	2168 s	berechnet

Abbildung 25: Modellparameter des Jahres 2025 (J-)

Wegen diesen beiden Parametern wurde eine Neueinstellung von Primärregelung und Sekundärregelung nötig, da sich einerseits die *perunit*-Skalierung verändert und zum anderen die Regelstrecke. Der maximale Wert für die Primärregelung musste daher neu bestimmt werden.

4.1.2.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

In Abbildung 26 sind die sich ergebenden Verläufe von Frequenz und Spannung dargestellt, bei einer Laständerung von 2,0 GW. Der Spannungsverlauf ist nahezu identisch mit dem Verlauf des Jahres 2015 - auch hier erreicht der Spannungseinbruch einen Wert von 19,6 kV. Weiterhin weist der Frequenzverlauf nur geringe Unterschiede beim Einschwingvorgang auf und nach einigen Sekunden stellt sich ebenfalls eine bleibende Regelabweichung von 0,14 Hz ein. Diese wird von der einsetzenden Sekundärregelung ebenfalls erfolgreich ausgegeregelt. Sowohl die Frequenz als auch die Spannung befinden sich in einem unkritischen und damit akzeptablen Bereich.

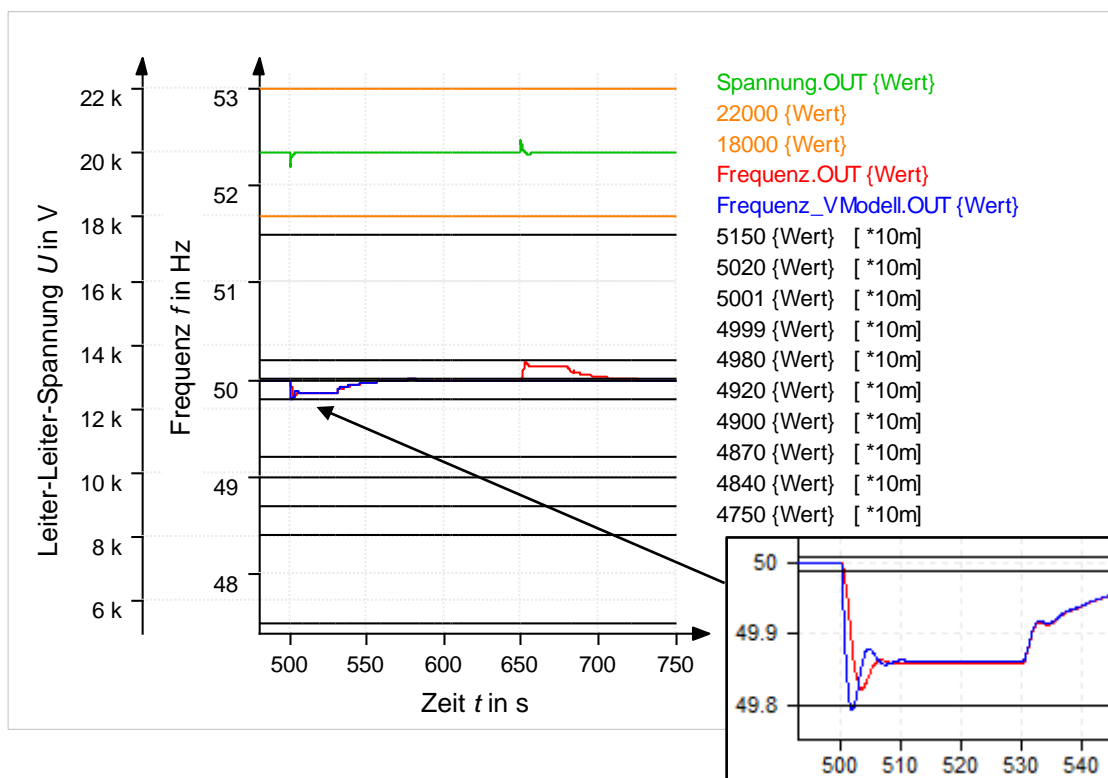


Abbildung 26: Jahr 2025 (J-) 2,0 GW Lastsprung

4.1.2.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Ein Lastsprung der Höhe 3,5 GW hätte im Jahr 2025 den in Abbildung 27 zu sehenden Effekt. Sowohl das Netzmodell (roter Verlauf) als auch das Vergleichsmodell (blauer Verlauf) zeigen einen deutlichen Abfall bei der Frequenz. Wurde der „erste“ Lastabwurf im Jahr 2015 bei knapp 16 Sekunden (im Netzmodell) ausgelöst, so sind in dieser Lage nur noch etwa 13 Sekunden nötig und ist eine direkte Folge des reduzierten Trägheitsmomentes.

Auch in diesem Fall ist die Primärregelung nicht in der Lage den Lastabwurf beim „positiven“ Lastsprung zu verhindern, jedoch kann die Kombination von Leistungsreduzierung und Primärregelung beim „negativen“ Lastsprung ähnliche Ergebnisse wie im Jahr 2015 erzielen. Lediglich das anfängliche Schwingverhalten steigt etwas, wobei der Frequenzendwert eine ähnliche Größenordnung von 50,25 Hz erreicht.

Bei der Spannung sind keine merklichen Verlaufsänderungen eingetreten, so ist der Maximalwert bei 20,8 kV erreicht und der minimale Wert liegt wiederum bei 19,3 kV. Das Toleranzband ($\pm 10\%$) wurde hier ebenfalls in keiner Weise verletzt.

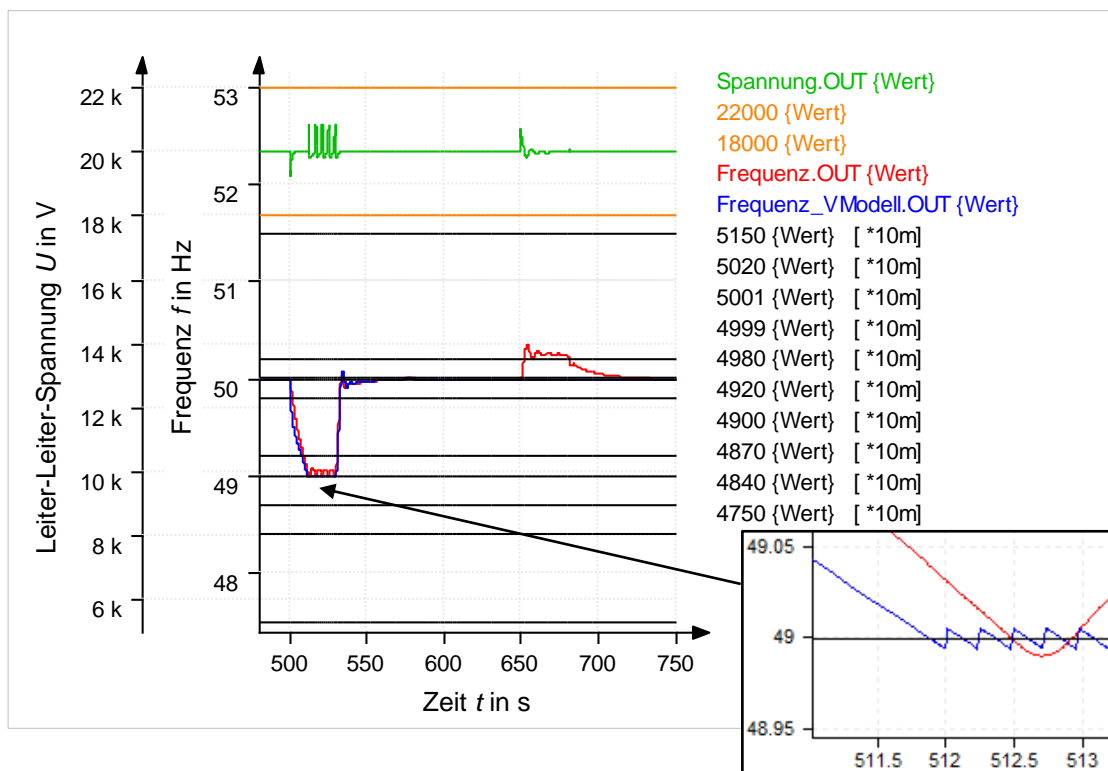


Abbildung 27: Jahr 2025 (J-) 3,5 GW Lastsprung

4.1.2.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Mit dieser Simulationsvariante wird ein 10,0 GW Lastsprung im Jahr 2025 nachgebildet (siehe Abbildung 28). Wie auch im Referenzjahr 2015 ist der Lastsprung für die Primärregelung allein viel zu groß und der „erste“ Lastabwurf erfolgt bei ca. 2,6 Sekunden. Eine kurze Zeit später wird auch der „zweite“ und „dritte“ Lastabwurf eingeleitet. Wegen des geringeren Trägheitsmomentes geschieht dies alles früher als im Jahr 2015. Da die Primärregelleistung von 3,0 GW und die Leistung, die durch den „ersten“ Lastabwurf wegfällt (6,0 GW), nicht ausreichen um den kompletten Lastsprung ausgleichen zu können, ist ein gelegentliches Zu- bzw. Abschalten des „zweiten“ Lastabwurfes die Folge. Der „negative“ Lastsprung fällt im Vergleich zum Jahr 2015 nicht ganz so drastisch aus. So steigt die Frequenz zwar stark an, doch die 51,5 Hz Marke wird nicht überschritten. Dies ist damit zu erklären, dass der Anteil der regenerativen Erzeugungsanlagen gestiegen ist und dadurch mehr Leistung ab 50,2 Hz reduziert werden kann. Bei der Betrachtung des Spannungsverlaufes ist deutlich zu erkennen, dass das Spannungstoleranzband ($\pm 10\%$) gelegentlich verletzt und damit die Versorgungssicherheit nachteilig beeinträchtigt wird.

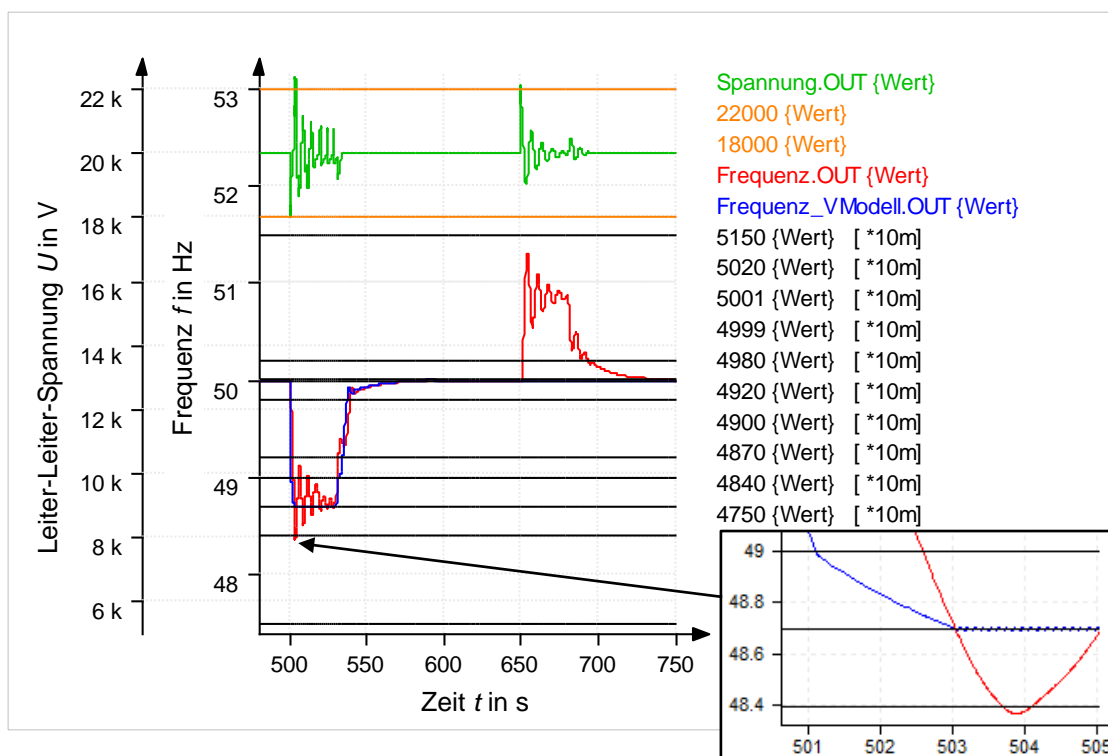


Abbildung 28: Jahr 2025 (J-) 10,0 GW Lastsprung

4.1.3 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J-)

Für die Simulation des Jahres 2035 (J-) wurden die in Abbildung 29 aufgelisteten Parameter verwendet. Es ist deutlich zu erkennen, dass das Trägheitsmoment einer weiteren starken Reduzierung unterworfen war. Außerdem ist die Nennscheinleistung der restlichen konventionellen Kraftwerke nochmals um einen großen Betrag verringert worden. In Hinblick auf die Leistungsfaktoren der Kraftwerke sind neue Festlegungen getroffen worden. So hat sich ab dem Jahr 2035 auch jede Anlage eines regenerativen Energieträgers an der Blindleistungsbereitstellung zu beteiligen. Mit der Begründung, dass wenn der Anteil der konventionellen Kraftwerke immer geringer wird, auch die Blindleistungserzeugung vernünftig aufgeteilt werden sollte und die restlichen konventionellen Kraftwerke somit nicht ausschließlich zur Blindleistungsabgabe genutzt würden. Dies könnte sonst bei den Kraftwerksbetreibern zu wirtschaftlichen Problemen führen, falls es keine gesetzlichen Neuregelungen bei der Stromerzeugungsvergütung geben sollte. Daher ist für die beiden Kraftwerke *Photovoltaik* und *Windkraft* ein Leistungsfaktor von 0,98 beschlossen worden.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	33,5 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$3,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	9,0 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	1,83 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	19,86 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	4,03 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	5,22 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,53 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,92 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,93 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,00785 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,0895	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	2071 s	berechnet

Abbildung 29: Modellparameter des Jahres 2035 (J-)

4.1.3.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Ein Lastsprung der Höhe 2,0 GW hätte im Jahr 2035 folgende Auswirkungen auf Spannung und Frequenz, die in Abbildung 30 dargestellt werden. Wegen des geringeren Trägheitsmomentes fällt der Einschwingvorgang nachdem Sprung deutlich dynamischer aus und es wird für einen kurzen Augenblick die 49,8 Hz Marke erreicht. Der Frequenzverlauf schwingt sich anschließend nach etwa 10 Sek. auf die bleibende Regelabweichung von 0,14 Hz bei beiden Sprüngen ein. Sowohl der „positive“ Lastsprung als auch der „negative“ Lastsprung stellen keine große Gefahr für die Systemstabilität des Stromnetzes dar. Des Weiteren befindet sich die Spannung im zulässigen Toleranzbereich und weicht nur für eine kurze Zeit von ihrem Sollwert ab. Das Jahr 2035 weist somit keine signifikanten Verschlechterungen bei einen Lastsprung der Höhe 2,0 GW im Vergleich zum Jahr 2015 auf.

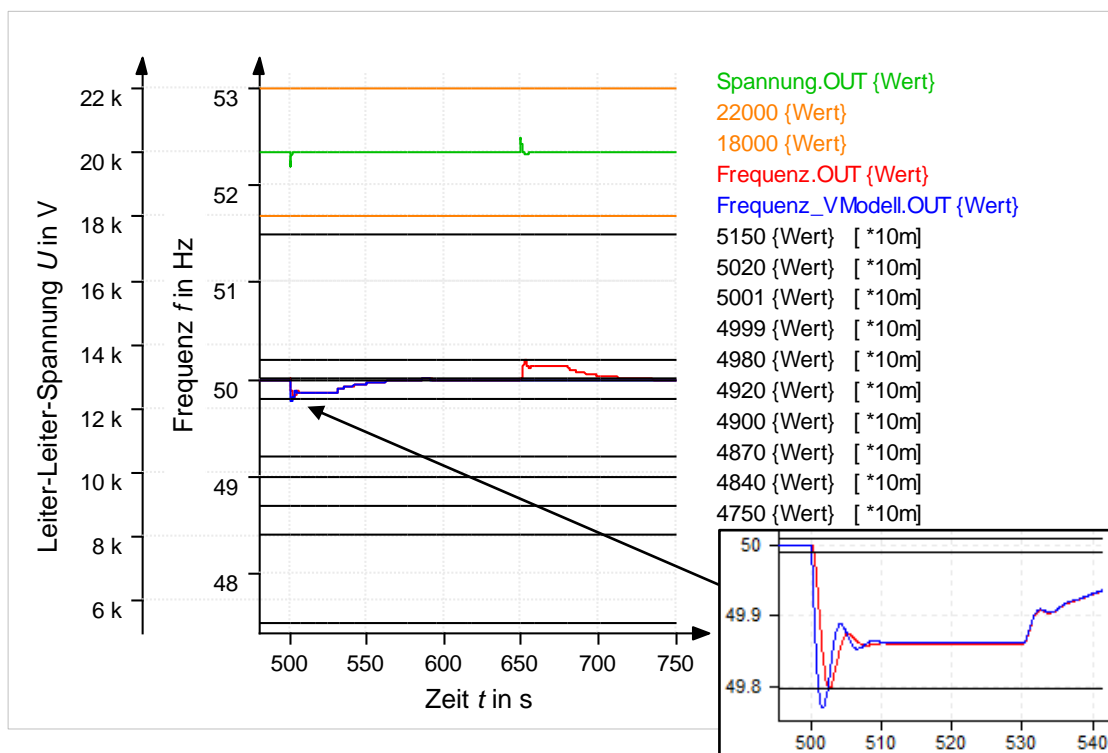


Abbildung 30: Jahr 2035 (J-) 2,0 GW Lastsprung

4.1.3.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Die hier betrachtete Situation ist ein 3,5 GW großer Lastsprung im Jahr 2035 (siehe Abbildung 31). Es ist gut erkennbar, dass bei einem „positiven“ Sprung ein sehr schneller Abfall bei der Frequenz stattfindet und der erste Lastabwurf etwa 6 Sekunden früher eintritt als im Jahr 2015. Dies ist eindeutig auf das geringere Trägheitsmoment zurückzuführen und würde ohne den Lastabwurf einen Stromausfall auslösen.

Im „negativen“ Fall des Sprunges können Primärregelung und Leistungsreduzierung hingegen ein insgesamt besseres Ergebnis erzielen. So wird nach kurzer Schwingphase ein Zustand erreicht, der mit einer Regelabweichung von rund $+0,24$ Hz einhergeht. In allen beiden Fällen wird die Frequenz nach 30 Sekunden durch die Sekundärregelung wieder an ihren Sollwert herangeführt.

In Folge des Lastabwurfes erreicht die Spannung einen Höchstwert von 20,8 kV und dieser wird durch jeden erneuten Lastabwurf nochmals erzielt. Der niedrigste Spannungswert hingegen ist bei 19,2 kV erreicht, wobei dieser Wert durch den „positiven“ Lastsprung hervorgeht.

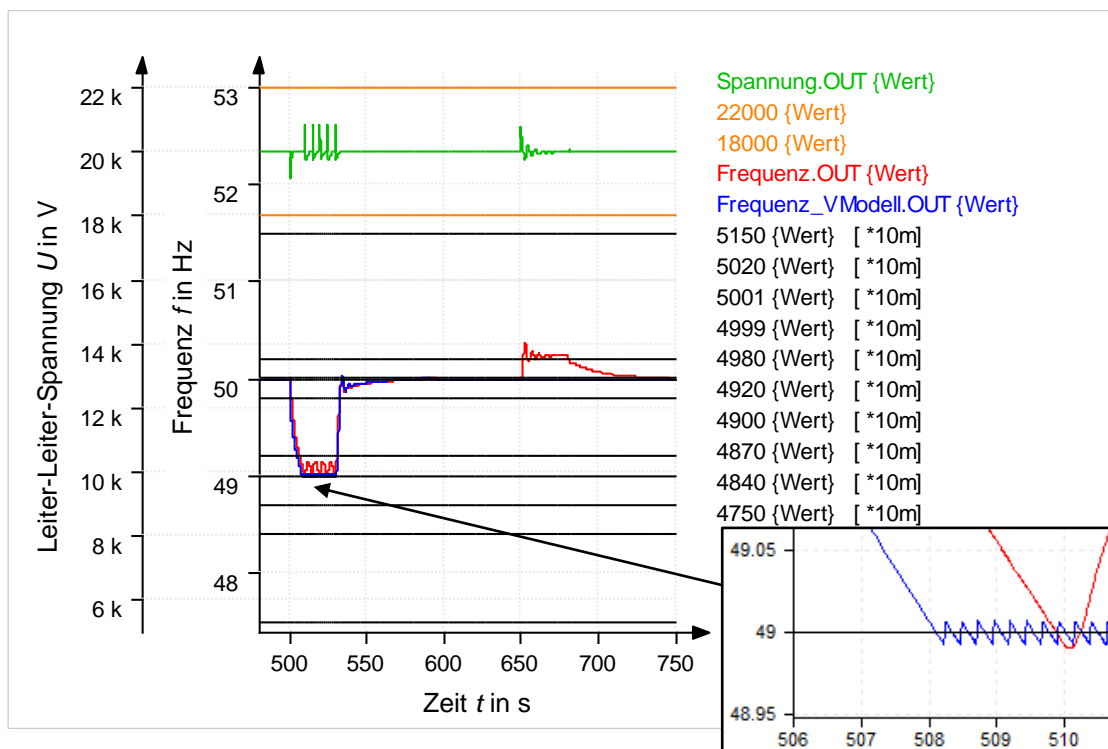


Abbildung 31: Jahr 2035 (J-) 3,5 GW Lastsprung

4.1.3.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Eine der schlimmsten Situationen für das Stromnetz im Jahr 2035 ist mit dieser Betrachtungsvariante simuliert worden. Das Bild 32 zeigt mitunter markante Folgen eines solchen Extremszenarios. So wird beispielsweise das Toleranzband der Spannung gleich mehrfach überschritten. Zwar sind die Überschreitungen nur sehr kurz, können jedoch zu Funktionsstörungen bei den Endverbrauchern führen.

Der Verlauf der Frequenz ist ebenfalls sehr markant ausgebildet. Bereits nach 2 Sekunden hat der „positive“ Lastsprung den „ersten“ Lastabwurf ausgelöst und nach etwa 1 Sekunde sind auch die beiden anderen aktiviert worden. Dies zeigt deutlich, was für eine ungünstige Kombination ein geringes Trägheitsmoment und ein hoher Lastsprung ist. Der „negative“ Lastsprung hingegen wird wieder recht gut beherrscht und es würde sich bei ausreichender Zeit auch ein Endwert von etwa 50,69 Hz für die bleibende Regelabweichung einstellen. Jedoch wird dies aufgrund der Sekundärregelungszuschaltung unterbunden. Da die Leistung aller regenerativen Erzeuger im Vergleich zum Jahr 2015 gestiegen ist, ist dieser Wert kleiner als im Jahr 2015.

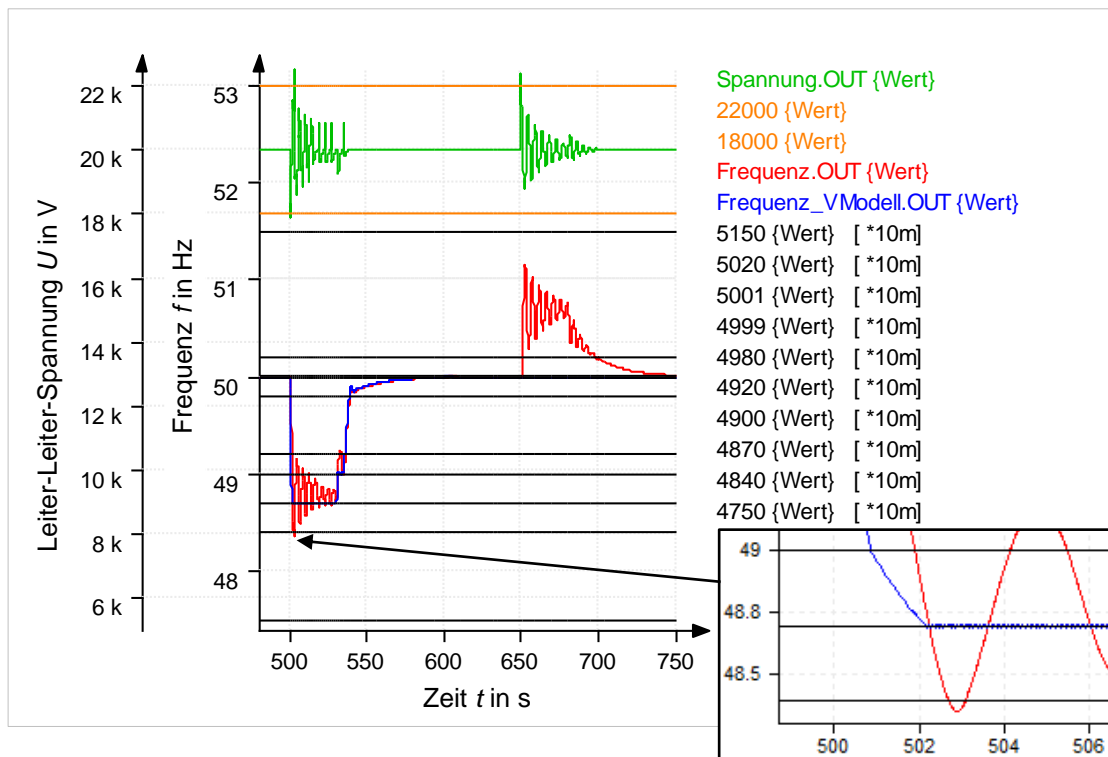


Abbildung 32: Jahr 2035 (J-) 10,0 GW Lastsprung

4.1.4 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J-)

Die Abbildung 33 enthält die Parameter die sich für das Jahr 2050 (J-) ergaben. Sowohl Netzträgheitsmoment als auch Nennscheinleistung der konventionellen Kraftwerke haben nun den geringsten Wert aller Simulationsmodelle, die in dieser Arbeit betrachtet werden, erreicht. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die regenerativen Energieträger nun den Großteil an der Stromerzeugung mit einer Gesamtwirkleistung von 48 GW übernehmen. Durch die prognostizierten Prozentwerte teilt sich dieser Wert auf die vier regenerativen Energieträger auf. Die Leistungsfaktoren für die Kraftwerke *Photovoltaik* und *Windkraft* sind noch einmal erhöht worden und haben nun den Wert 0,95 erhalten. Damit soll deren Anteil an der Blindleistungserzeugung weiter erhöht werden, um die restlichen konventionellen Kraftwerke in Hinblick auf die Blindleistungsbereitstellung weiter zu entlasten. Diese müssten bereits in diesem Betrachtungsfall mit einem Leistungsfaktor von 0,7 betrieben werden, da Wirk- und Blindleistung relativ gleiche Werte haben (ca. 12 GW bzw. GVar). Bei den anderen beiden regenerativen Kraftwerken *Biomasse* und *Laufwasser* ist der ursprüngliche Wert von 0,9 konstant geblieben.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	20 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$2,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine $\tau_{Turbine}$	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	12,6 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	4,14 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	27,9 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	9,17 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	5,52 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,67 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,98 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,96 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,01316 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,15	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	1915 s	berechnet

Abbildung 33: Modellparameter des Jahres 2050 (J-)

4.1.4.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Die Abbildung 34 zeigt den Verlauf von Spannung und Frequenz bei einem Lastsprung mit der Höhe 2,0 GW im Jahr 2050. Sowohl beim „positiven“ als auch beim „negativen“ Lastsprung stellt sich wieder die gleiche bleibende Regelabweichung von 0,14 Hz (wie in den Jahren zuvor) bei der Frequenz ein, lediglich die Einschwingphase ist dynamischer als im Jahr 2015. Im Fall der Spannung wird ein Maximalwert von 20,5 kV erreicht und ein minimaler Wert von 19,5 kV erzielt. Auch diese Jahresbetrachtung weist keine signifikanten Verschlechterungen im Vergleich zum Jahr 2015 auf und eine Gefahr für die Netzstabilität ist nicht erkennbar.

So kann hierbei festgehalten werden, dass ein 2,0 GW großer Lastsprung zu keiner Systemgefährdung führt, sofern die Primärregelung ordnungsgemäß arbeitet und die maximale Regelleistung von 3,0 GW auch für diese Jahre beibehalten wird.

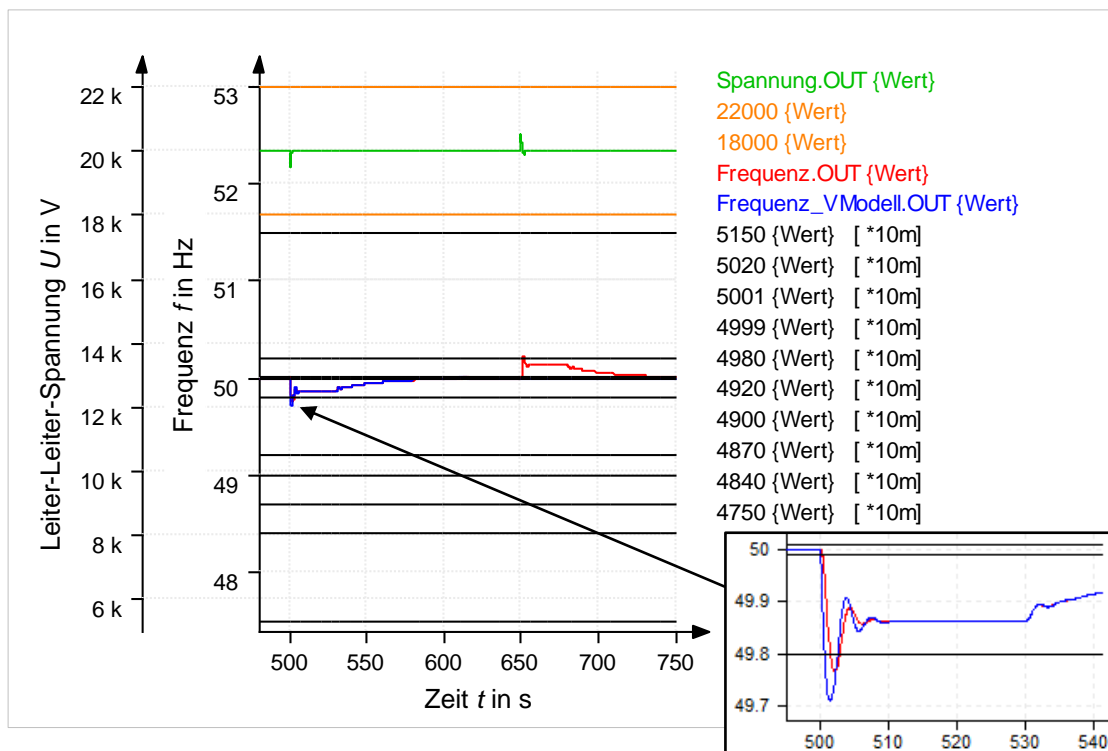


Abbildung 34: Jahr 2050 (J-) 2,0 GW Lastsprung

4.1.4.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Ein Lastsprung mit der Höhe 3,5 GW würde im Jahr 2050 die in Abbildung 35 dargestellten Ergebnisse hervorrufen. Der Spannungsverlauf befindet sich im Intervall von 19,1 kV bis 20,9 kV und verletzt das Toleranzband ($\pm 10\%$) keineswegs. Der Abfall bei der Frequenz kann wiederum nur durch den „ersten“ Lastabwurf gestoppt werden. Im Vergleich zum Jahr 2015 geschieht dies nun fast ganze 9 Sekunden früher und wird damit deutlich schneller ausgelöst, weil im Jahr 2050 weniger als die Hälfte des ursprünglichen Trägheitsmomentes aus dem Jahr 2015 wirksam ist. Wie auch in den Betrachtungen zuvor reicht die Primärregelung nicht aus um den „positiven“ Lastsprung kompensieren zu können. Daher ist der Lastabwurf die einzige Möglichkeit einen Stromausfall zu verhindern. Beim „negativen“ Lastsprung ist es problemlos möglich, durch das Einsetzen der Leistungsreduzierung, den Lastsprung in Schach zu halten bis die Sekundärregelungsphase beginnt. Der große Vorteil den diese Leistungsreduzierung hat, ist ein stufenloses Reduzierverhalten. Im Gegensatz dazu kann der Lastabwurf nur stufenweise eingesetzt werden, was zur Folge hat, dass keine definierte Stufe ausreicht und ein Zu- bzw. Abschalten des Lastabwurfes eintritt.

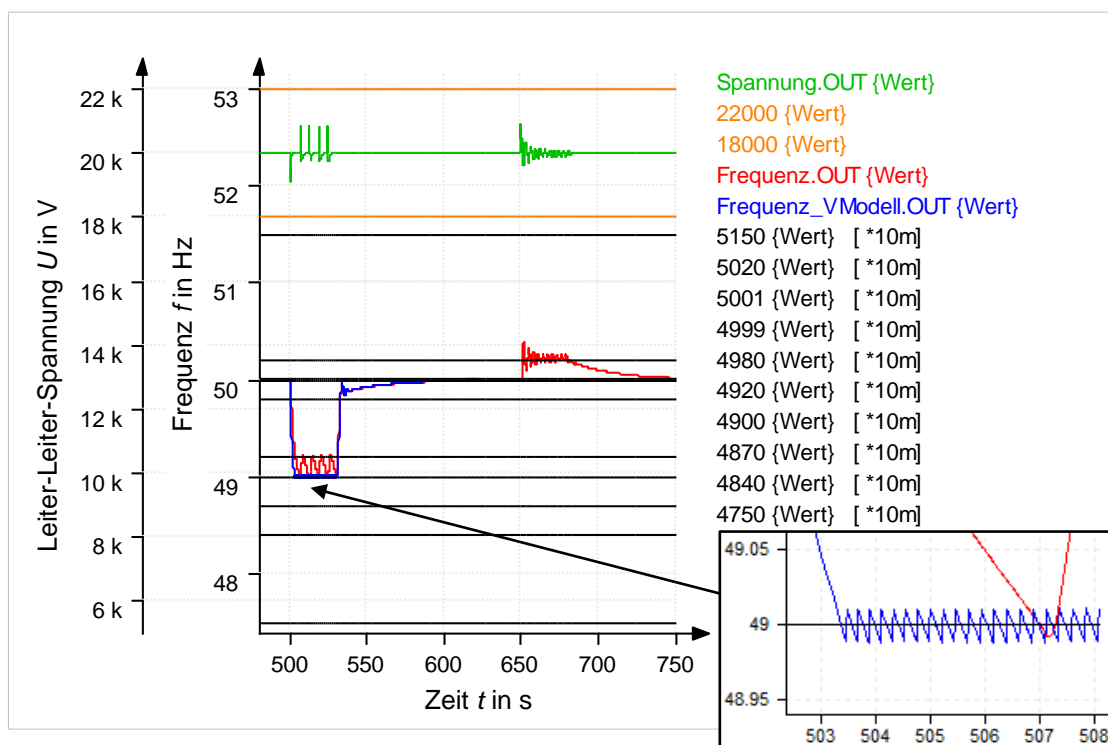


Abbildung 35: Jahr 2050 (J-) 3,5 GW Lastsprung

4.1.4.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Die bisher dramatischsten Auswirkungen eines Lastsprunges ereignen sich in dieser Simulation (siehe Abbildung 36). Aufgrund des sehr geringen Trägheitsmomentes haben sich Schwingungen im Simulationsmodell beim „positiven“ und „negativen“ Lastsprung gebildet. Deshalb sind die Ergebnisse nur bedingt aussagekräftig und müssen kritisch betrachtet werden. Somit werden die Ergebnisse des „negativen“ Lastsprunges als Fehler des Simulationsmodelles gewertet und das ständige Aktivieren des „dritten“ Lastabwurfes durch das Netzmodell (roter Verlauf) als unrealistisch eingeordnet. Durch das Vergleichsmodell (blauer Verlauf) ist zu erkennen, dass der „zweite“ Abwurf vollkommen ausreichend wäre.

Nichtsdestotrotz sind die ersten Sekunden des „positiven“ Lastsprunges durchaus plausibel. So wird die Erwartung, dass der Lastabwurf bei geringeren Trägheitsmoment früher ausgelöst wird, dennoch bestätigt. In weniger als 2 Sek. sind alle drei Lastabwürfe im Simulationsmodell initiiert worden.

In Hinblick auf die Spannung ist eine Verletzung des Toleranzbandes bei 10 GW Laständerung mehr als wahrscheinlich und erfüllt auch damit die Erwartungen.

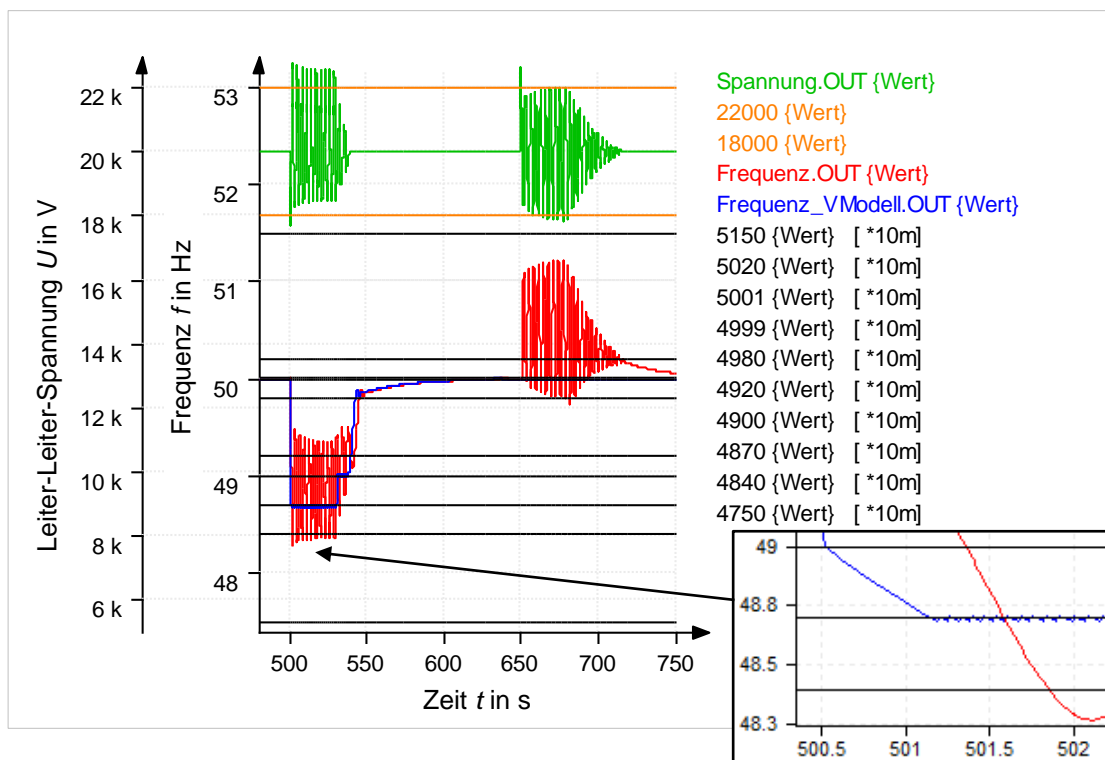


Abbildung 36: Jahr 2050 (J-) 10,0 GW Lastsprung

4.1.5 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J- und P+)

Bei dieser Betrachtung haben sich die Parameter des Jahres 2025 nicht geändert.

4.1.5.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Die Ergebnisse des Punktes 4.1.2.1 (siehe Abb. 26) gelten ebenfalls für diese Simulation, da die Steigerung der Leistung erst ab bei einer Frequenz von 49,8 Hz beginnt und somit bei einem 2,0 GW Lastsprung keinen Beitrag liefert.

4.1.5.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

In dieser Simulationsvariante des Jahres 2025 wird erstmals die Leistungserhöhung des Kraftwerkes *Photovoltaik* aktiviert (siehe Abbildung 37). Dies wirkt sich allerdings nur auf den „positiven“ Sprung aus. Auf den „negativen“ Lastsprung hingegen hat es keinerlei Auswirkungen und dieser verhält sich hinsichtlich Spannungs- und Frequenzverlauf genauso wie im Punkt 4.1.2.2. Die markanteste Verbesserung ist eindeutig der Wegfall des Lastabwurfes, was deutlich im Frequenz- und Spannungsverlauf zu erkennen ist. Während der anfängliche Spannungseinbruch mit 19,3 kV (aufgrund des Lastsprunges) unverän-

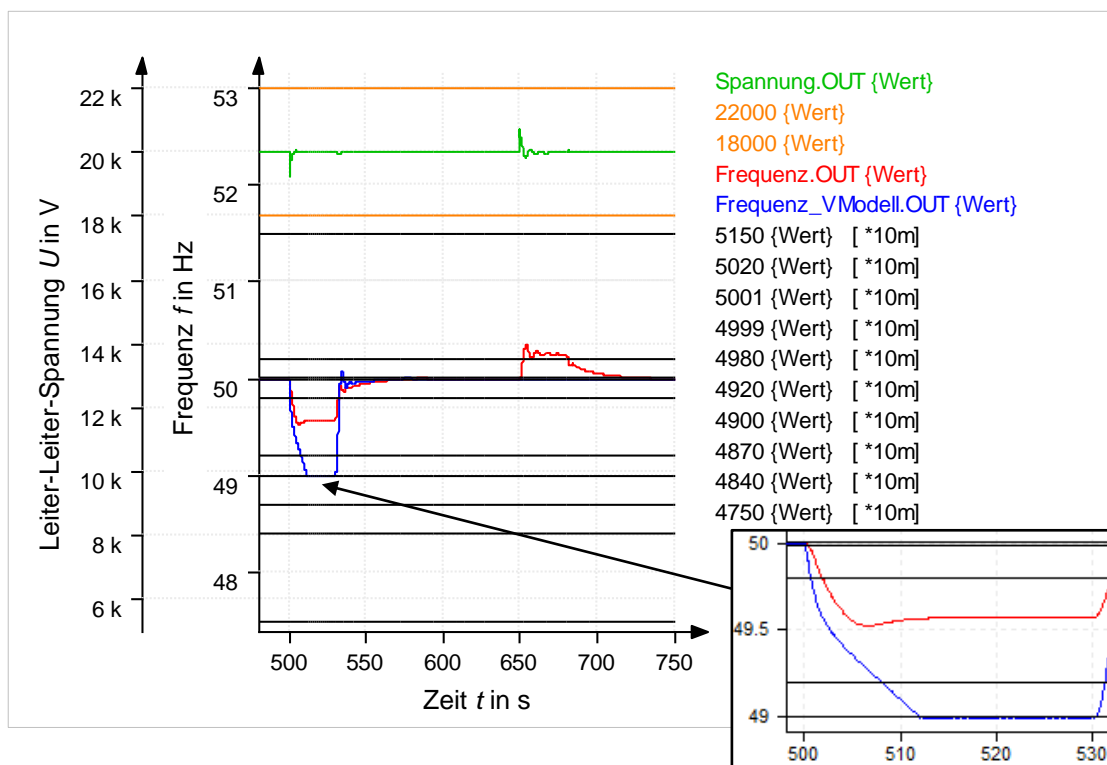


Abbildung 37: Jahr 2025 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung

dert bleibt, konnte die darauf folgende Spannungserhöhung vermieden werden, was zur Verbesserung der Spannungsqualität führte. Durch die zusätzliche Leistung konnte der Lastsprung vollständig ausgeglichen werden und es stellte sich eine bleibende Regelabweichung von -0,43 Hz ein. Mit dem Vergleichsmodell (blauer Verlauf) wird noch einmal veranschaulicht dargestellt, welcher ungefähre Frequenzverlauf sich ohne eine Leistungserhöhung ergeben würde.

4.1.5.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Die in Abbildung 38 erkennbaren Verläufe sind die Ergebnisse bei einem Lastsprung der Höhe 10,0 GW im Jahr 2025 mit Leistungserhöhung. Auch hier hat die erhöhende Wirkung auf den „negativen“ Lastsprung keinen Einfluss. Lediglich der „positive“ Lastsprung kann Veränderungen aufweisen. So wird der „dritte“ Lastabwurf nicht angesprochen und in Folge dessen fällt eine der folgenden Spannungsüberhöhungen im Vergleich zum Jahr 2015 weg. Dennoch sind die beiden ersten Lastabwürfe nötig um diese Situation zu entschärfen. Die maximal zulässige Spannungshöhe wird im Fall des „negativen“ Lastsprunges wiederum verletzt und beim „positiven“ wird das Toleranzband gerade noch so eingehalten.

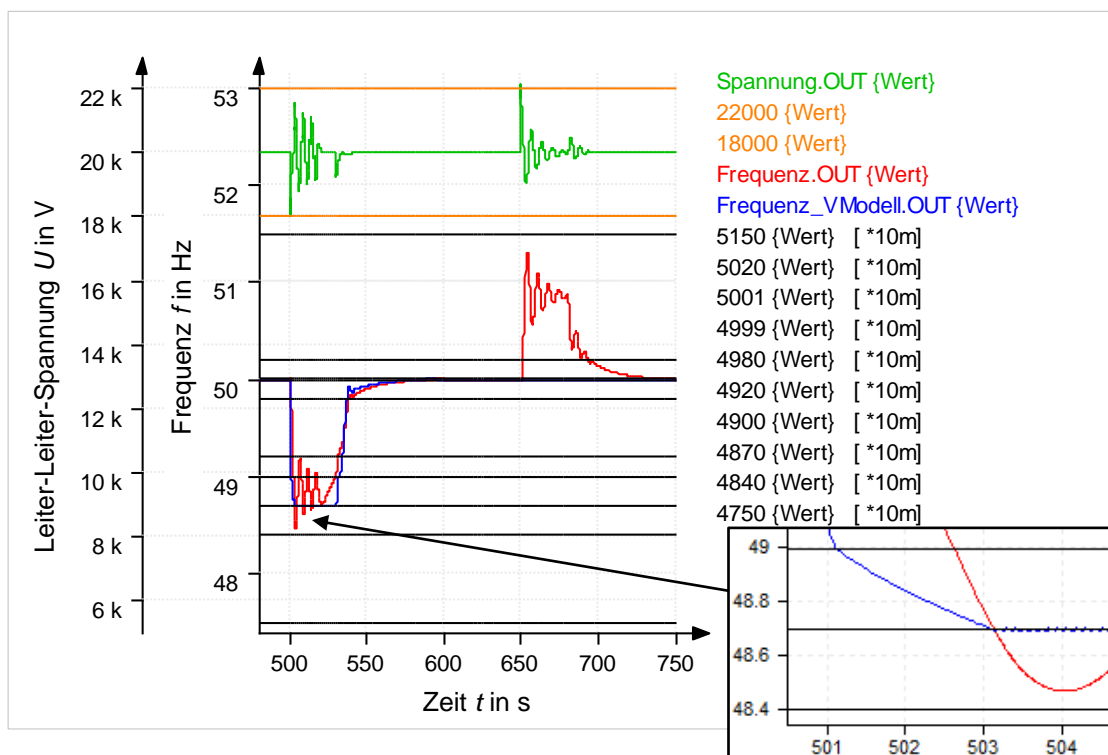


Abbildung 38: Jahr 2025 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung

4.1.6 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J- und P+)

Für diese Simulationen fanden die Parameter aus dem Jahr 2035 (J-) erneut ihre Anwendung.

4.1.6.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Wie auch in der vorherigen Jahresbetrachtung liefert diese Simulation keine neuen Ergebnisse und es kann auf den Punkt 4.1.3.1 verwiesen werden, da die Leistungssteigerung des Kraftwerkes *Photovoltaik* erst ab 49,8 Hz einsetzt.

4.1.6.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Welche Auswirkungen eine Leistungserhöhung bei einen 3,5 GW Lastsprung für das Jahr 2035 mit sich bringen würde, ist in der Abbildung 39 dargestellt. Auch hier ist kein einziger Lastabwurf mehr nötig um den „positiven“ Lastsprung kompensieren zu können. Wegen der gestiegenen Leistung des regenerativen Kraftwerkes *Photovoltaik* ergibt sich nun eine etwas geringere bleibende Regelabweichung mit dem Frequenzendwert von 49,66 Hz. Damit ist eine deutliche Verbesserung zum Referenzjahr 2015 eingetreten, sowohl beim Spannungs- als

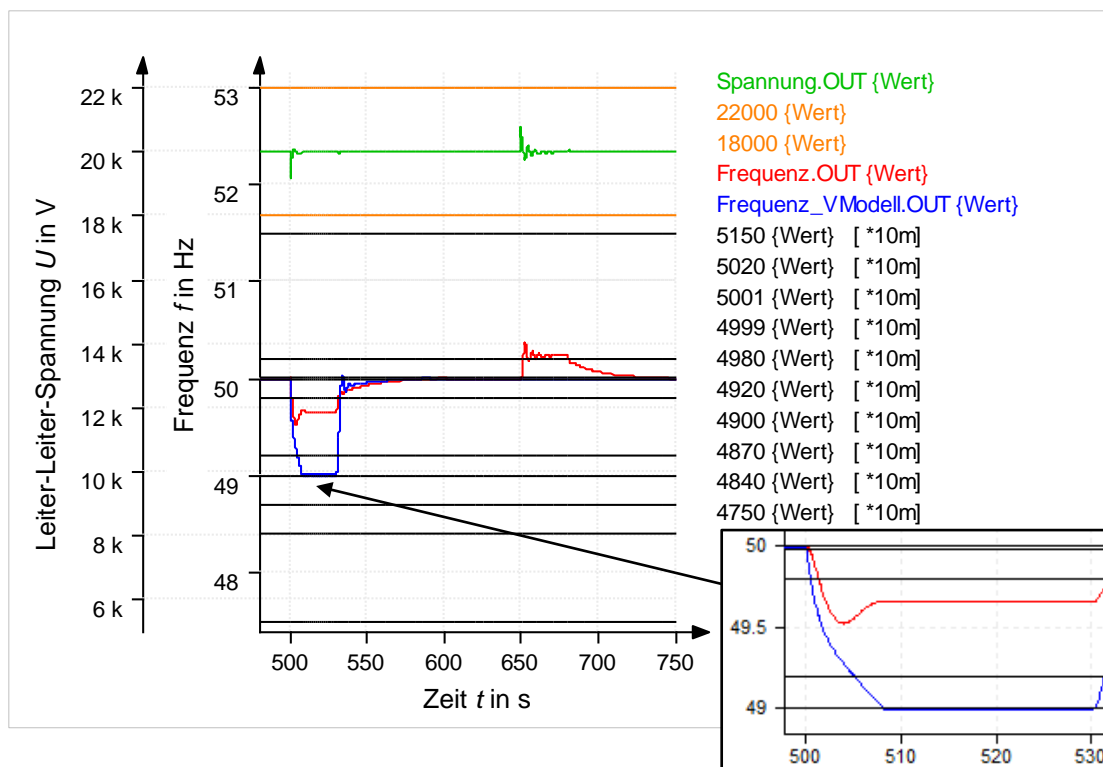


Abbildung 39: Jahr 2035 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung

auch beim Frequenzverlauf. Der „negative“ Lastsprung liefert hingegen dieselben Ergebnisse wie im Punkt 4.1.3.2, da dieser von der Leistungserhöhung nicht beeinflusst wird.

4.1.6.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Mit dieser Betrachtung des Jahres 2035 wird ein weiterer Extremfall nachgebildet (siehe Abbildung 40). Im Gegensatz zu den vorhergehenden Betrachtungen wird hierbei die Primärregelung der konventionellen Kraftwerke von der Leistungserhöhung des regenerativen Kraftwerkes *Photovoltaik* unterstützt. Es ist zu sehen, dass der „dritte“ Lastabwurf nicht angesprochen wird und ausreichend Leistung zur Verfügung steht, damit selbst der „zweite“ Lastabwurf nicht dauerhaft in Anspruch genommen werden muss. Am Verlauf des Vergleichsmodells (blauer Verlauf) wird dies nochmals ersichtlich, indem der „zweite“ Lastabwurf einsetzt solange die Sekundärregelung noch nicht anspricht. Weiterhin ergab sich beim Spannungsverlauf durch das Nichtauslösen des „dritten“ Lastabwurfes eine kleine Verbesserung. Dennoch wird das Toleranzband an gewissen Punkten überschritten und eine Verletzung der Versorgungssicherheit ist damit eingetreten.

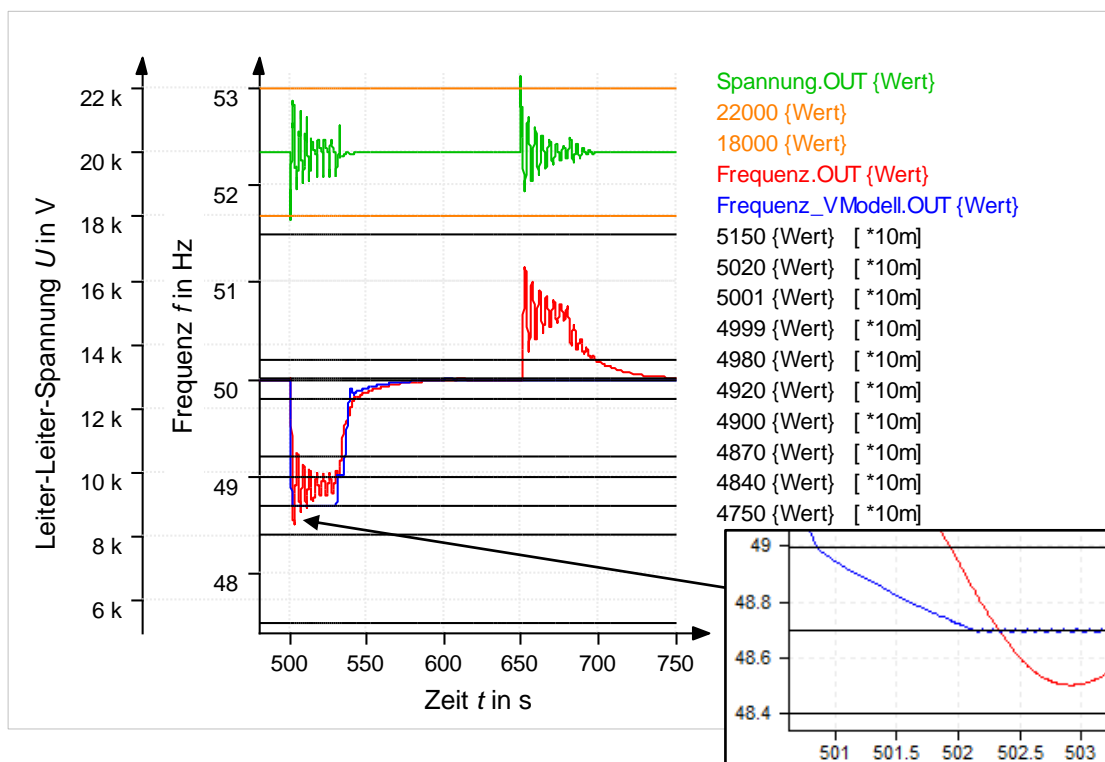


Abbildung 40: Jahr 2035 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung

4.1.7 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J- und P+)

Weil sich bei den Parametern für das Jahr 2050 (J- und P+) keinerlei Änderungen ergaben, gelten die Parameter aus dem Jahr 2050 (J-) weiterhin.

4.1.7.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Da es bei dieser Betrachtung nur geringfügige Änderungen gibt, ist auf eine ausführliche Betrachtung verzichtet worden und es wird auf den Punkt 4.1.4.1 verwiesen.

4.1.7.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Die Simulation des Jahres 2050 bei einen Lastsprung der Höhe 3,5 GW wird in dieser Situation mit einer zusätzlichen Leistungsabgabe durch das Kraftwerk *Photovoltaik* durchgeführt (siehe Abbildung 41). Den Einfluss den diese zusätzliche Leistungsabgabe hat ist an den Verläufen von Netzmodell (roter Verlauf) und Vergleichsmodell (blauer Verlauf) zu erkennen. So wird beim Vergleichsmodell schon nach kurzer Zeit der Lastabwurf in Anspruch genommen, während das Netzmodell durch die zusätzliche Leistung ohne Lastabwurf auskommt.

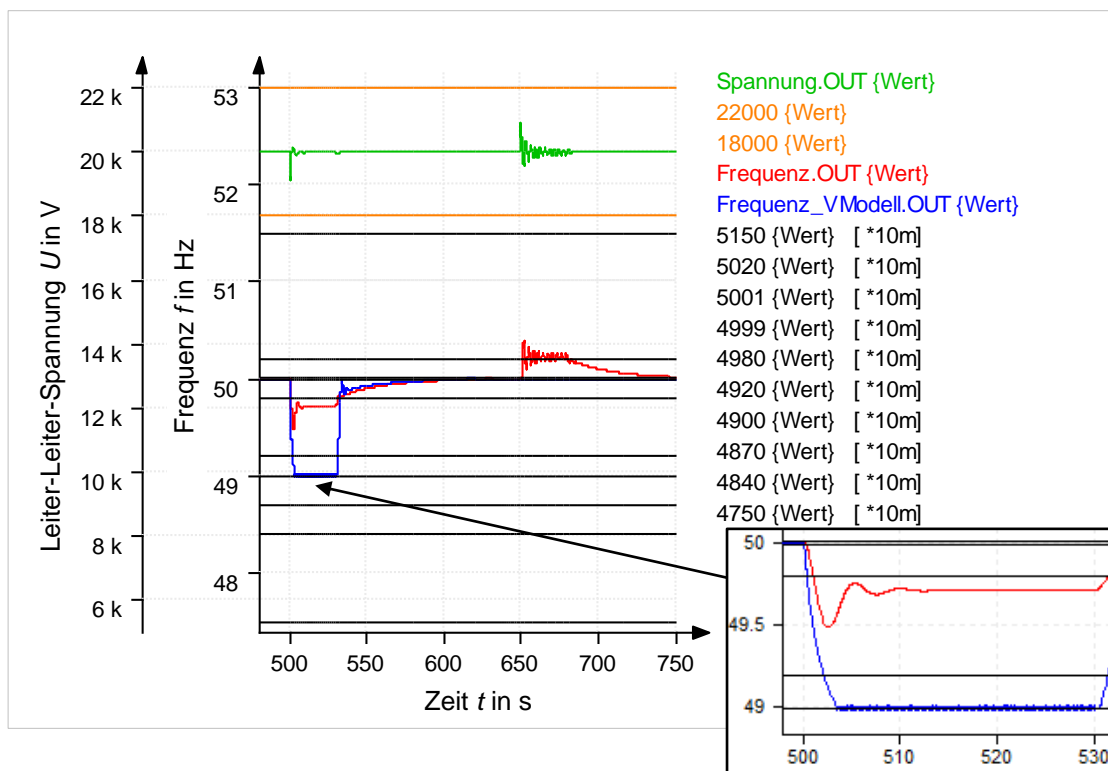


Abbildung 41: Jahr 2050 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung

Es stellt sich im Falle des Netzmodelles eine bleibende Regelabweichung von -0,29 Hz ein und diese erfährt, aufgrund des nochmals gestiegenen Anteiles der regenerativen Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung vom Jahr 2035 zum Jahr 2050, eine weitere Reduzierung. Der Spannungsverlauf hat im Vergleich zum Jahr 2015 keine signifikanten Verschlechterungen erfahren und befindet sich weiterhin im Toleranzband ($\pm 10\%$) mit einem Minimalwert von rund 19,2 kV.

4.1.7.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Die Folgen eines 10,0 GW großen Lastsprunges, der sich im Jahr 2050 (mit der Möglichkeit einer Leistungssteigerung der Photovoltaikanlagen) ereignen würde, sollen hier dargestellt werden (siehe Abb. 42). Es ist erkennbar, dass auch in diesem Fall der „dritte“ Lastabwurf nicht benötigt wird und der „erste“ wegen dem geringen Trägheitsmoment schneller als im Jahr 2015 erfolgt. Jedoch aufgrund der hohen Einspeisung des Kraftwerkes *Photovoltaik* hätte es auch in dieser Betrachtung zum Einschwingen um den „ersten“ Lastabwurf kommen müssen, wie es im Jahr 2035 (J- und P+) der Fall war. Aufgrund des geringen Trägheitsmomentes kommt es jedoch zu einer starken Schwingneigung des Modells.

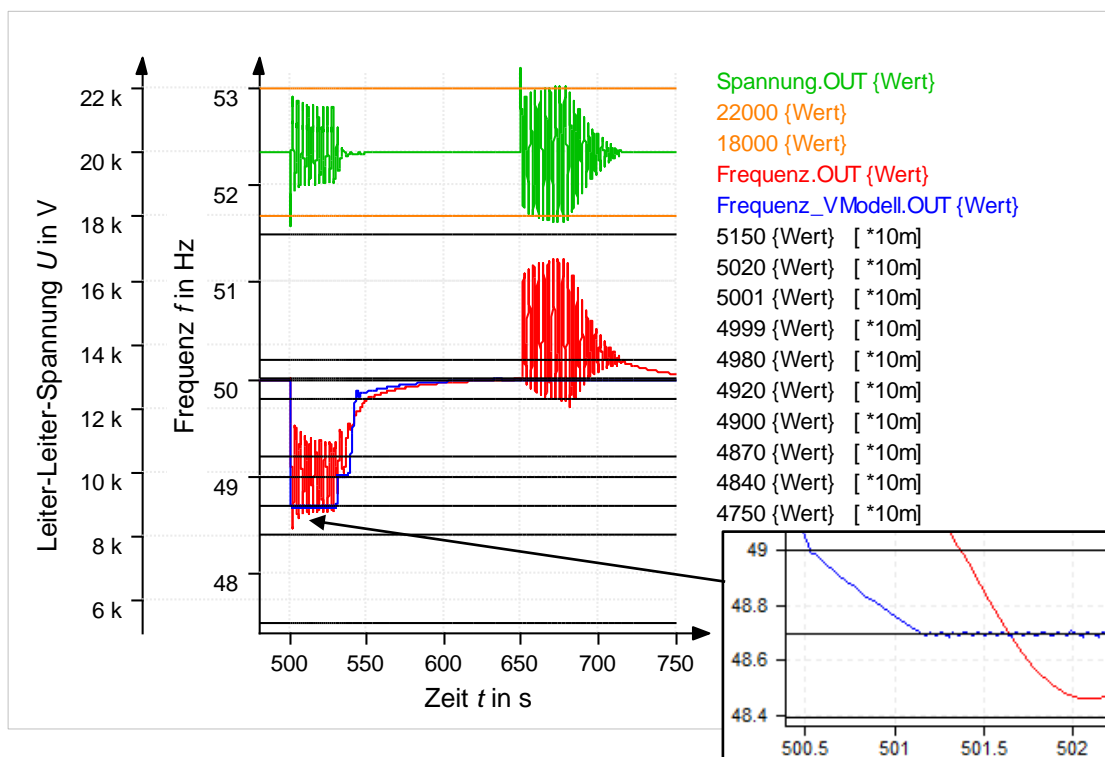


Abbildung 42: Jahr 2050 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung

4.1.8 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J- und J+)

Für die folgenden statischen Betrachtungen wurde der Wert für das Netzträgheitsmoment, aufgrund der Einbindung der Windkraftanlagen in die Momentanreserve, neu berechnet. Deshalb sind einige der Simulationsparameter für das Jahr 2025 (J- und J+) aktualisiert worden und werden in Abbildung 43 aufgeführt.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	44,5 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$8,49 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	6,3 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	0 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	13,92 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	0 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	4,92 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,38 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,86 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,9 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,00591 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pI_{max}	0,0674	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	1275 s	berechnet

Abbildung 43: Modellparameter des Jahres 2025 (J- und J+)

Die prinzipiellen Einstellungen wie z.B. die Nennfrequenz oder Nennspannung bleiben jedoch unverändert. Ebenfalls sind jahresspezifische Gegebenheiten wie die Einspeiseleistungen der Kraftwerke oder deren Leistungsfaktoren gleich. Lediglich das Trägheitsmoment selbst und die darauf aufbauenden Parameter variieren zum Jahr 2025 (J-). So steigt der Wert des Netzträgheitsmomentes von $4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ auf $8,49 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ an, weil Windkraftanlagen mit einer Gesamtwirkleistung von ca. 3,5 GW eingebunden werden. Damit wird nicht nur der jahresbedingte Verlust von Trägheitsmoment (welcher aus dem Rückgang der konventionellen Erzeugung entsteht) ausgeglichen, sondern ein bedeutender Anstieg erreicht. Während im Referenzjahr $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ zur Verfügung standen, sind im Jahr 2025 (J- und J+) nun 49% mehr wirksam.

4.1.8.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Die Abbildungen 44 und 45 zeigen den Verlauf der sich bei einem Lastsprung mit 2,0 GW Höhe und erhöhtem Trägheitsmoment im Jahr 2025 in dieser Simulation ergeben würde. Im direkten Vergleich zum Referenzjahr 2015 sind nur geringe

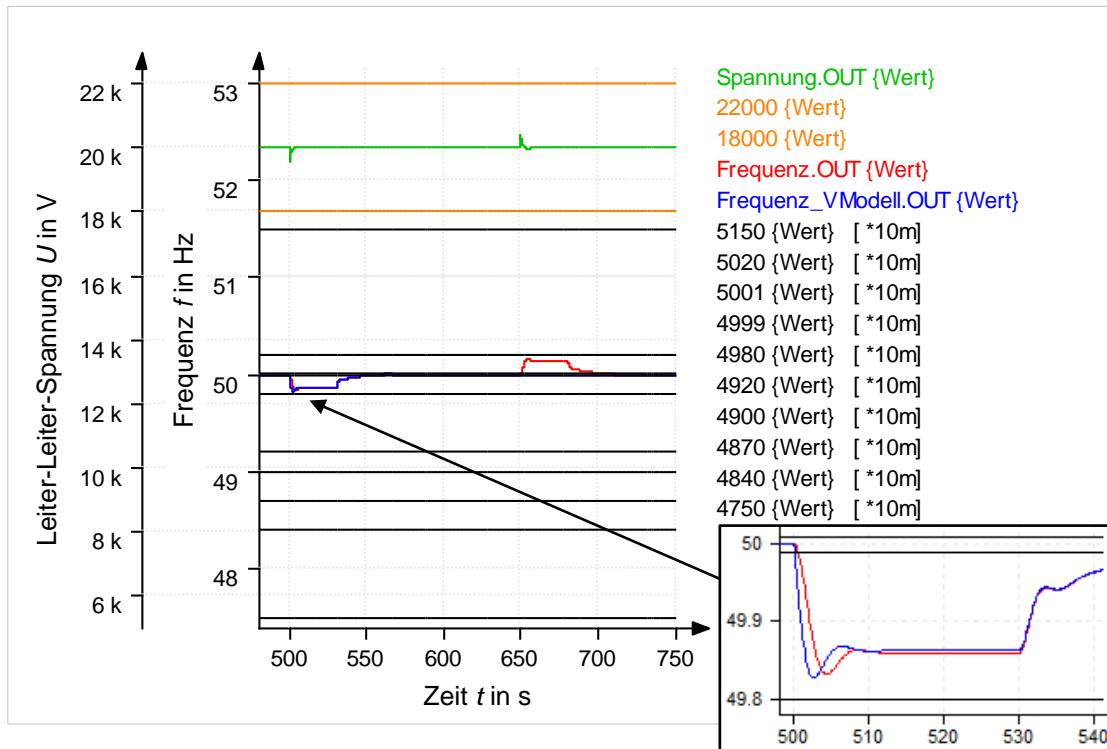


Abbildung 44: Jahr 2025 (J- und J+) 2,0 GW Lastsprung

Änderungen erkennbar, so ist der Frequenzabfall im Jahr 2025 (J- und J+) etwas kleiner als im Jahr 2015 (siehe Abbildung 45). Sowohl das Vergleichsmodell (blauer Verlauf) als auch das Netzmodell (roter Verlauf) veranschaulichen dies.

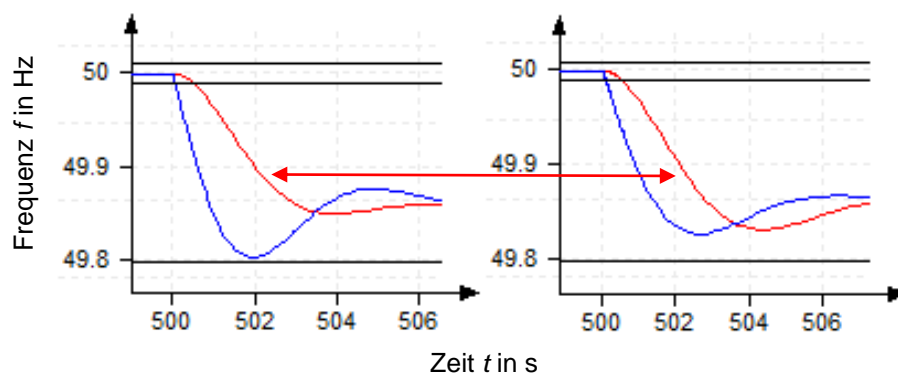


Abbildung 45: Gegenüberstellung Jahr 2015 (links) und Jahr 2025 (rechts)

4.1.8.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Welche Gegebenheiten nach einen 3,5 GW Lastsprung im Jahr 2025 herrschen, wenn zusätzliches Trägheitsmoment aus Windkraft zur Verfügung gestellt wird, ist durch diese Simulation nachgebildet worden. Während der „erste“ Lastabwurf im Falle des „positiven“ Lastsprunges im Jahr 2015 bei ca. 16 Sekunden ausgelöst wurde, sind es hier rund 22 Sekunden (siehe Abb. 46). Damit ist eine deutlich sichtbare Verbesserung eingetreten, welche auf das stark angestiegene Netzträgheitsmoment zurückzuführen ist. Zwischen Netzmodell (roter Verlauf) und Vergleichsmodell (blauer Verlauf) besteht weiterhin ein zeitlicher Unterschied, weil beide nicht zu 100 Prozent identisch sind, aufgrund der bewusst fehlenden elektrischen Rückwirkungen (Spannungsverlauf, Verbraucherselbstregelleffekt, Blindanteile) im Vergleichsmodell. Dennoch ist auch beim Vergleichsmodell die Verbesserung zu sehen. Im Falle des „negativen“ Lastsprunges sind eher unbedeutende Veränderungen eingetreten. So hat die bleibende Regelabweichung den Frequenzendwert von 50,25 Hz nach einer kurzen Einschwingphase erreicht. Der Spannungsverlauf hat sich ebenfalls zahlenmäßig kaum geändert und es wird ein Minimalwert von 19,3 kV und der Höchstwert von 20,8 kV erzielt.

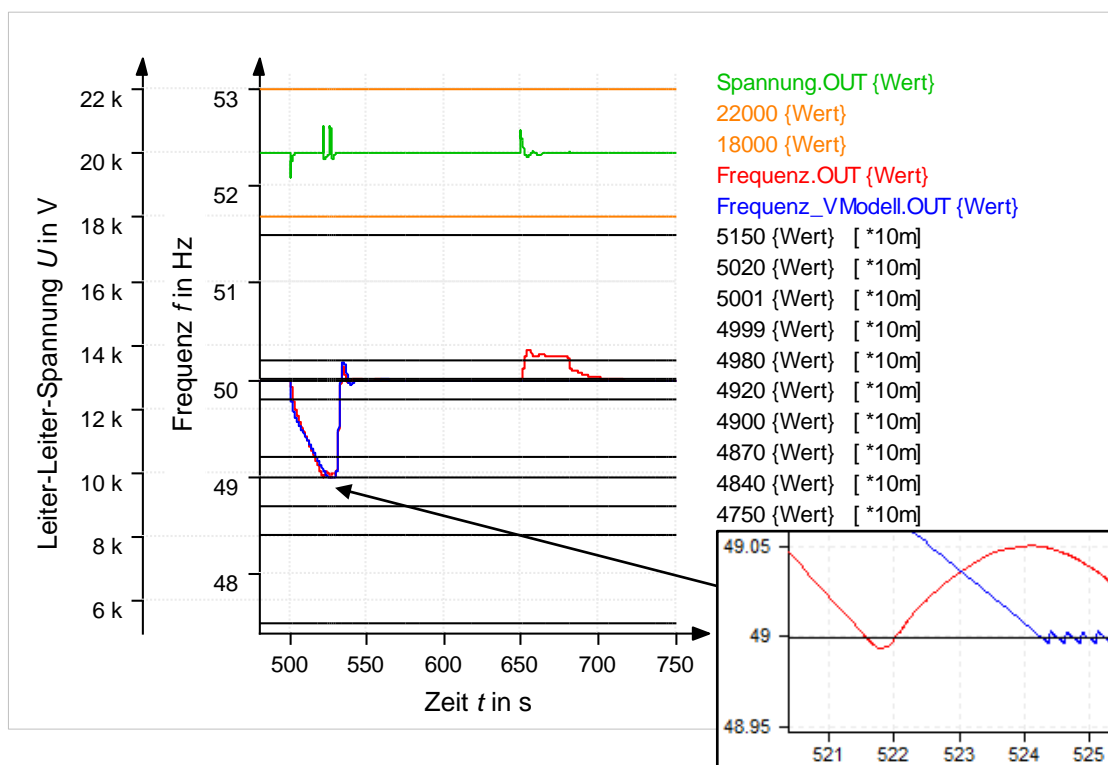


Abbildung 46: Jahr 2025 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung

4.1.8.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

In dieser Simulation wird ein weiterer 10,0 GW Lastsprung betrachte - nun aber im Jahr 2025 mit gestiegenen Netzträgheitsmoment (siehe Abbildung 47). Auch in dieser Simulation werden die beiden ersten Lastabwürfe durch den „positiven“ Lastsprung sehr schnell aktiviert, der „dritte“ ist allerdings im Vergleich zum Jahr 2015 nicht angesprochen worden. Am Netzmodell ist die Wirkung des gestiegenen Netzträgheitsmomentes nur sehr schwach zu erkennen. So ist im Jahr 2015 der „zweite“ Lastabwurf nach 4,0 Sekunden ausgelöst worden und in diesem Szenario fand ein Ansprechen nach 4,2 Sekunden statt. Das Vergleichsmodell (blauer Verlauf) hingegen veranschaulicht die Wirkung des Trägheitsmomentes deutlich besser. War im Referenzjahr der „erste“ Lastabwurf nach 1,2 Sekunden und der „zweite“ nach 3,9 Sekunden aktiviert worden, sind hier der „erste“ Lastabwurf nach 2,0 Sekunden und der „zweite“ Lastabwurf nach 6,4 Sekunden betätigt worden. Es stellte sich damit die erwartete Reduzierung des Frequenzabfalles ein, die mit dem Netzmodell (roter Verlauf) zwar auch erfüllt wird, dort aber nicht ganz so markant wie mit dem Vergleichsmodell. Das Spannungstoleranzband von $\pm 10\%$ wird wiederum beim „negativen“ Lastsprung überschritten.

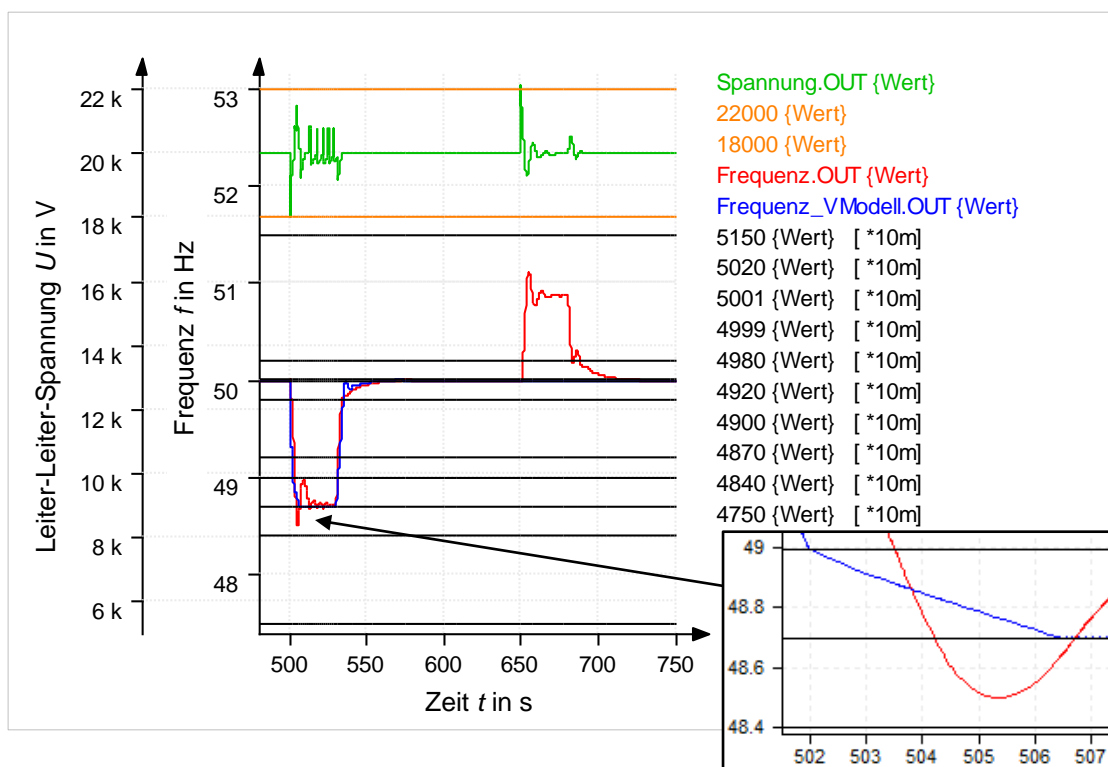


Abbildung 47: Jahr 2025 (J- und J+) 10,0 GW Lastsprung

4.1.9 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J- und J+)

Die Betrachtungen des Jahres 2035 werden nun mit einem erhöhten Trägheitsmoment durchgeführt, welches aus der zusätzlichen Einbindung von Windkraftanlagen hervorgeht. Im Zuge dessen ändern sich das Netzträgheitsmoment und die Zeitkonstante des I-Gliedes von der Sekundärregelung. Diese werden in Abbildung 48 mit den weiterhin geltenden Parametern dargestellt.

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	33,5 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$8,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	9,0 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	1,83 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	19,86 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	4,03 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	5,22 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,53 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,92 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,93 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,00785 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,0895	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	912 s	berechnet

Abbildung 48: Modellparameter des Jahres 2035 (J- und J+)

Während sich die Zeitkonstante vom Wert 2071 auf den Wert 912 verringert, steigt das Netzträgheitsmoment von $3,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ auf $8,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$, aufgrund der eingebundenen Windkraftanlagen (mit rund 5,0 GW Wirkleistung), an.

4.1.9.1 Lastsprung $\pm 2,0 \text{ GW}$

Da sich das Netzträgheitsmoment dieser Betrachtung in einer ähnlichen Größenordnung befindet wie bei Punkt 4.1.8.1 und die Ergebnisse nahezu identisch sind, wird auf diesen Punkt verwiesen.

4.1.9.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Mit dieser Simulationsvariante soll ein Lastsprung der Höhe 3,5 GW im Jahr 2035 mit erhöhten Netzträgheitsmoment simuliert werden. In Abbildung 49 ist zu erkennen, dass eine sehr viel spätere Aktivierung des „ersten“ Lastabwurfes eintritt. Mit einer Ansprechzeit von 26 Sekunden nach dem „positiven“ Lastsprung, erfolgt der Lastabwurf aufgrund des stark angestiegenen Trägheitsmomentes nun ganze 10 Sekunden später als im Referenzjahr 2015. Weiterhin verbleiben wegen dieser hohen Zeitspanne nur noch etwa 4 Sekunden bis die Sekundärregelung einsetzt. Dadurch wird der „erste“ Lastabwurf nur einmalig angesprochen und nicht mehrfach wie im Referenzjahr (siehe Abbildung 23), was weiterhin einen vorteilhaften Einfluss auf die Spannungsqualität hat. Beim „negativen“ Lastsprung sind durch das zusätzliche Trägheitsmoment kaum sichtbare Verbesserungen eingetreten, da die Leistungsreduzierung in dem Fall sehr dominant ist.

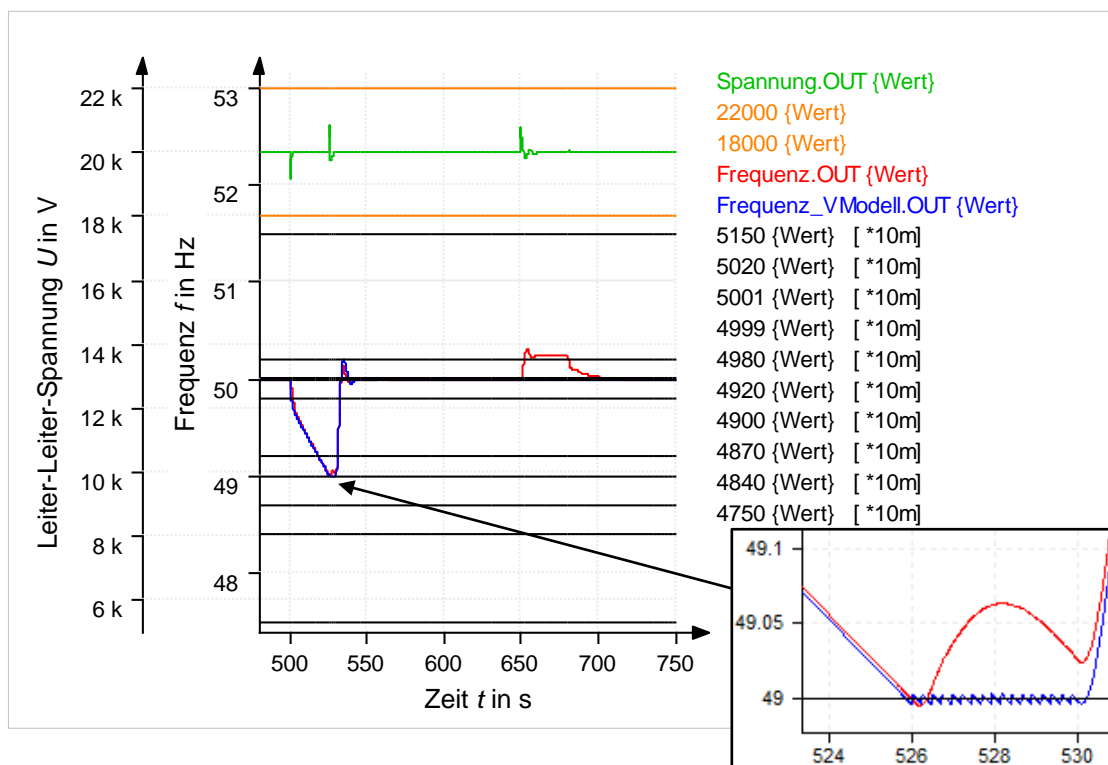


Abbildung 49: Jahr 2035 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung

4.1.9.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Da die Aussagekraft dieser Simulation wegen einer unbekannten Fehlerquelle nicht repräsentativ ist, wird auf eine Darstellung verzichtet.

4.1.10 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J- und J+)

Durch die Einbindung von Windkraftanlagen mit einer Gesamtwirkleistung von 7,0 GW in die Momentanreserve des Jahres 2050 sind Neuberechnungen bei dessen Netzträgheitsmoment nötig geworden. Die aktualisierten Modellparameter sind in Abbildung 50 enthalten und die wichtigsten Berechnungen dazu werden in der Anlage 6 aufgeführt. Im Vergleich zum Jahr 2015, welches ein Netz-

Parameter	Wert	Zusatz
Nennspannung U	20 kV	festgelegt
Nennscheinleistung S_{rG}	20 GVA	festgelegt
Nennfrequenz f_r	50 Hz	festgelegt
Netzträgheitsmoment J_{netz}	$9,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$	berechnet
Reaktanzen x_d und x_q	3,0 p.u.	festgelegt
Ständerwiderstand r	0,01 p.u.	festgelegt
Zeitkonstante Turbine τ_{Turbine}	1 s	festgelegt
Photovoltaik Wirkleistung P_P	12,6 GW	berechnet
Photovoltaik Blindleistung Q_P	4,14 GVar	berechnet
Windkraft Wirkleistung P_W	27,9 GW	berechnet
Windkraft Blindleistung Q_W	9,17 GVar	berechnet
Biomasse Wirkleistung P_B	5,52 GW	berechnet
Biomasse Blindleistung Q_B	(-)2,67 GVar	berechnet
Laufwasser Wirkleistung P_L	1,98 GW	berechnet
Laufwasser Blindleistung Q_L	(-)0,96 GVar	berechnet
Primärregelung Verstärkung k_p	0,01316 min	berechnet
Primärregelung max. Wert pl_{max}	0,15	ermittelt
Sekundärregelung τ_1	4 s	berechnet
Sekundärregelung τ_0	510 s	berechnet

Abbildung 50: Modellparameter des Jahres 2050 (J- und J+)

trägheitsmoment von $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ hat, ist das Trägheitsmoment des Jahres 2050 (J- und J+) mit $9,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ um gute 67% größer als das des Referenzjahres. Das Einspeiseverhalten und die Nennparameter sind konstant geblieben.

4.1.10.1 Lastsprung $\pm 2,0 \text{ GW}$

Da die Erwartung, dass das stark erhöhte Trägheitsmoment einen geringeren Frequenzabfall im Vergleich zum Referenzjahr 2015 zur Folge haben müsste, durch diese Simulation nicht bestätigt werden konnte ist auf eine Darstellung der Simulationsergebnisse (die einen gegenteiligen Verlauf haben) verzichtet worden.

4.1.10.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Die Auswirkungen die ein 3,5 GW großer Lastsprung auf das Energienetz (mit gestiegenen Trägheitsmoment) im Jahre 2050 hätte, werden mit dieser Betrachtung simuliert (siehe Abb. 51). Hier ist der Fall eingetreten, dass es beim „positiven“ Lastsprung zu keinen Lastabwurf mehr kommt, da der Frequenzabfall so stark durch das Netzträgheitsmoment reduziert wurde, wodurch die Zeit bis zum Einsetzen der Sekundärregelung überbrückt werden konnte. In Folge dessen sind alle Spannungsüberhöhungen weggefallen, die wegen den Lastabwürfen hätten entstehen können. Bei dem „negativen“ Lastsprung ereigneten sich keine Verbesserungen in Folge der Erhöhung des Trägheitsmomentes. Nur die bleibende Regelabweichung konnte wegen der hohen regenerativen Einspeisung auf den Wert 50,22 Hz reduziert werden.

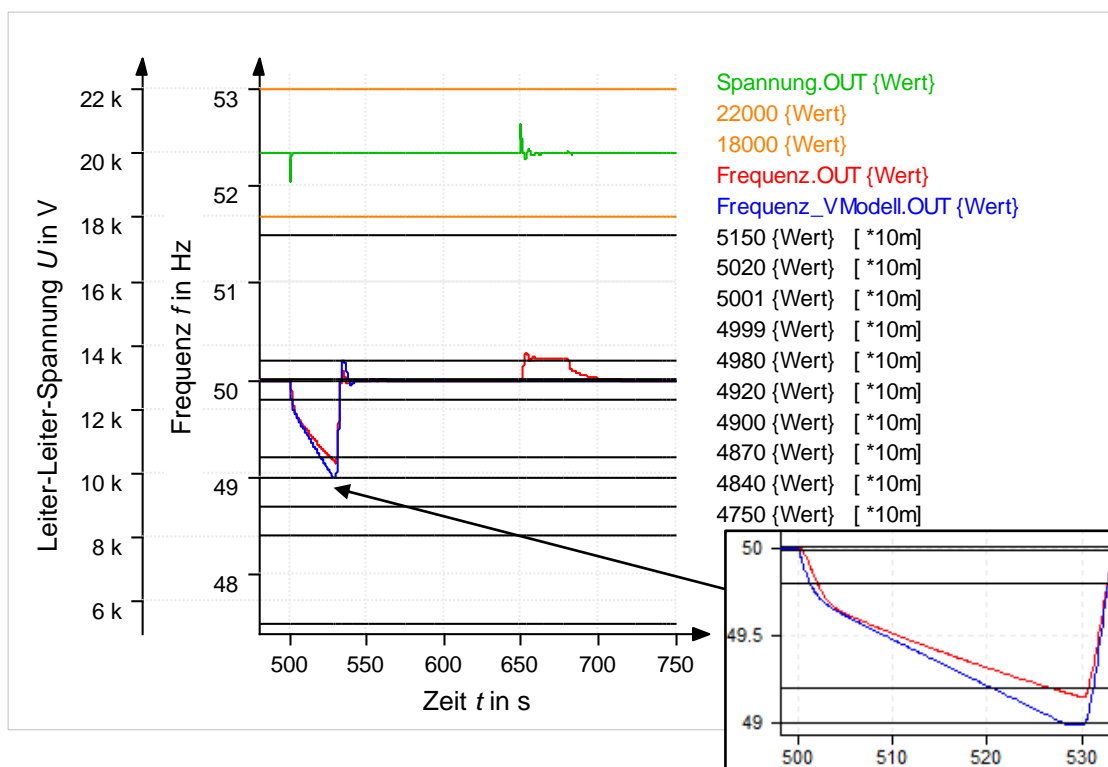


Abbildung 51: Jahr 2050 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung

4.1.10.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Auf eine Darstellung dieser Simulationsergebnisse ist verzichtet worden, weil deren Verlauf nicht repräsentativ ist. So hat sich das erhöhte Trägheitsmoment unerwartet negativ auf den Frequenzverlauf ausgewirkt (stärkerer Frequenzabfall).

4.1.11 statische Betrachtung des Jahres 2025 (J-, P+ und J+)

Für die folgenden Simulationen sind die Parameter aus dem Jahr 2025 (J- und J+) weiterhin gültig und die Leistungssteigerung wird durch die Aktivierung der Komponente *Leistungserhöhung* erreicht.

4.1.11.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

An dieser Stelle kann auf den Punkt 4.1.8.1 verwiesen werden, weil eine Leistungssteigerung des Kraftwerkes *Photovoltaik* erst bei Unterschreitung der Frequenz 49,8 Hz beginnt. Da dies in der vorliegenden Betrachtung nicht der Fall ist, ergeben sich die gleichen Ergebnisse wie im genannten Punkt.

4.1.11.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

In dieser Betrachtung des Jahres 2025 wird die Kombination aus Leistungssteigerung und Trägheitsmomenterhöhung bei einem Lastsprung der Höhe 3,5 GW nachgebildet. In Abbildung 52 ist der Einfluss dieser Kombination zusehen. Durch das gestiegene Netzträgheitsmoment ist der Frequenzabfall im Vergleichsmodell

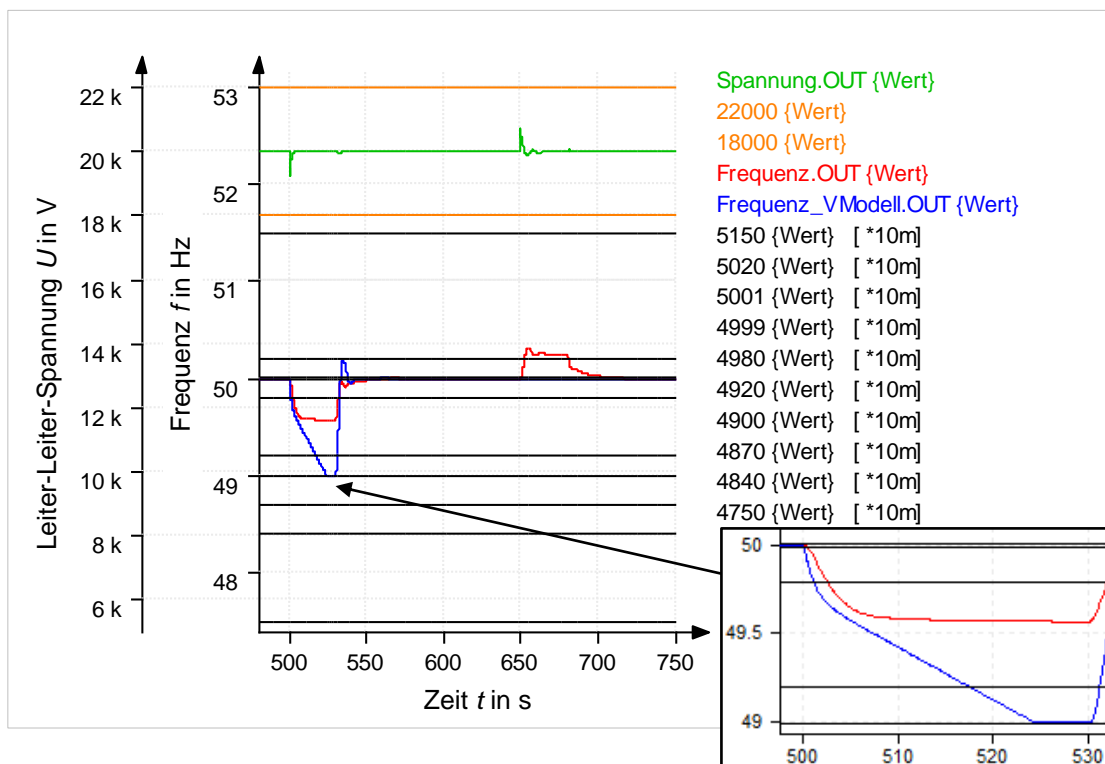


Abbildung 52: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung

(blauer Verlauf) und beim Netzmodell (roter Verlauf) reduziert worden. Weiterhin hat die zusätzliche Leistung von dem Kraftwerk *Photovoltaik* dazu geführt, dass der „positive“ Lastsprung im Netzmodell komplett ausgeglichen werden konnte und es deshalb zu keinem Lastabwurf mehr kam. Auf den „negativen“ Lastsprung hingegen hat die Leistungssteigerung per Definition keinen Einfluss, weil dort das genaue Gegenteil von Nöten ist (Leistungsreduzierung). Im Falle des „positiven“ Lastsprunges stellt sich eine bleibende Regelabweichung von -0,43 Hz und beim „negativen“ der für die Jahre 2025 bekannte Wert (50,25 Hz) ein.

4.1.11.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Der mögliche Einfluss den ein 10,0 GW Lastsprung auf Spannung und Frequenz des Stromnetzes im Jahr 2050 (mit gestiegenen Netzträgheitsmoment und mehr Leistungseinspeisung bei einem Lastsprung) hat, wird mit dieser Simulation modelliert und in Abbildung 53 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Lastabwürfe nun zeitlich gesehen etwas später im Vergleich zum Jahr 2015 erfolgen und durch die zusätzliche Leistung der „erste“ Lastabwurf auf Dauer genügen würde, um den „positiven“ Lastsprung kompensieren zu können. Der „negative“ Sprung

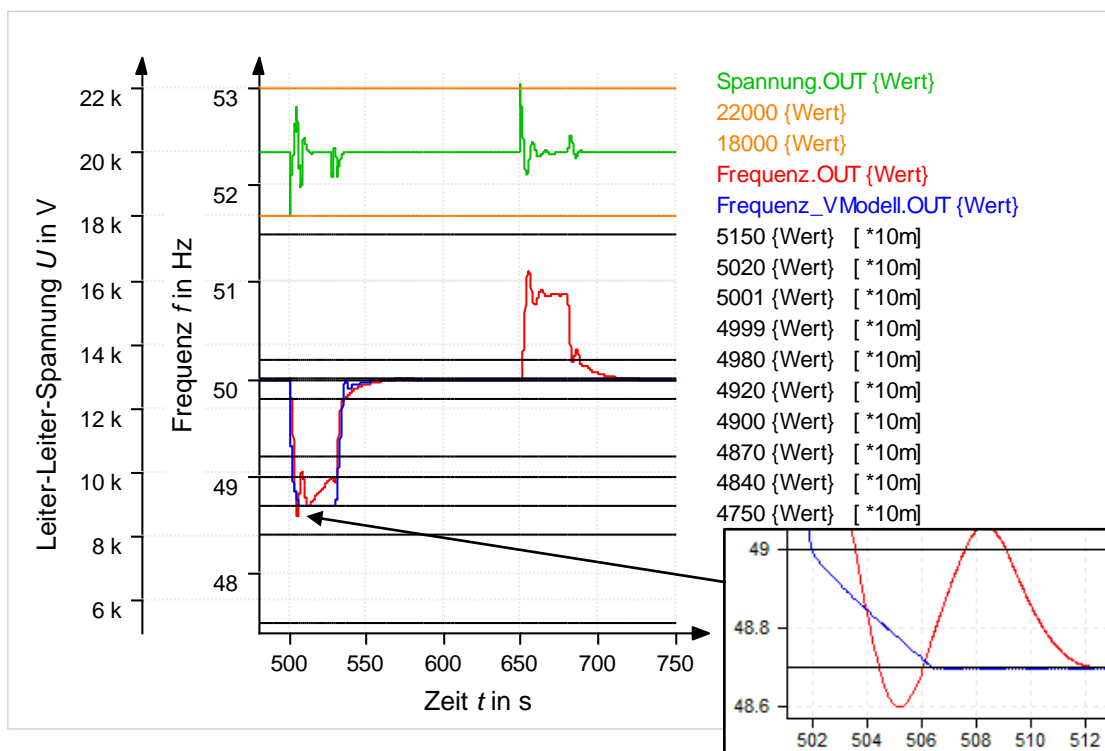


Abbildung 53: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung

hingegen hat dieselben Auswirkungen auf das Stromnetz in dieser Betrachtung wie in dem Szenario des Jahres 2025 (J- und J+), sowohl die bleibende Regelabweichung von +0,87 Hz als auch die Verletzung des Spannungstoleranzbandes ergaben sich erneut.

4.1.12 statische Betrachtung des Jahres 2035 (J-, P+ und J+)

Diese Betrachtungen des Jahres 2035 werden mit den Parametern des Punktes 4.1.9 durchgeführt (siehe Abbildung 48), lediglich die Zuschaltung der Komponente *Leistungserhöhung* ist im Gegensatz zum Jahr 2035 (J- und J+) neu.

4.1.12.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Da in diesem Betrachtungsfall keine neuen Erkenntnisse gewonnen werden, ist auf eine ausführliche Darstellung verzichtet worden (siehe Punkt 4.1.9.1).

4.1.12.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Die Abbildung 54 zeigt den Verlauf von Frequenz und Spannung bei einen Last-

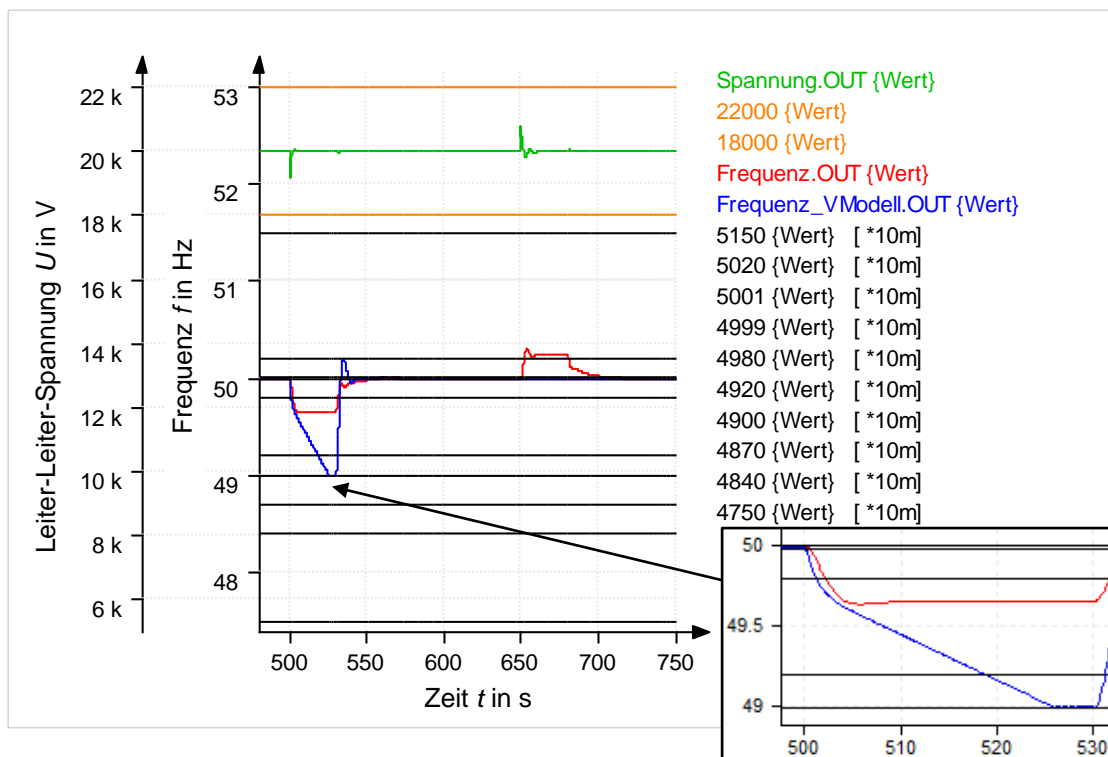


Abbildung 54: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung

sprung mit der Höhe 3,5 GW im Jahr 2035. Durch die ergänzende Leistung aus dem Kraftwerk *Photovoltaik* wird der Lastabwurf im Netzmodell (roter Verlauf) nicht benötigt und eine bleibende Regelabweichung von -0,34 Hz wird erzielt. Die bleibende Regelabweichung des „negativen“ Lastsprunges behält hingegen den aus Punkt 4.1.3.2 bekannten Wert von +0,24 Hz bei.

4.1.12.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

Mit dieser Simulationsvariante des Jahres 2035 soll der Effekt den ein 10,0 GW Lastsprung auf dessen Energieversorgungssystem hat, untersucht werden. Sowohl das Netzträgheitsmoment des Systems als auch die maximale Leistung des Kraftwerkes *Photovoltaik* wurden in dieser Betrachtung erhöht. In Abbildung 55 werden die Ergebnisse dargestellt und zeigen, dass durch den Zuwachs an Leistung nicht nur der „dritte“ Lastabwurf verhindert werden konnte, sondern auch die Aktivierung des „zweiten“ im Netzmodell (roter Verlauf) nicht erfolgte. Die Wirkung des erhöhten Trägheitsmomentes ist am Verlauf des Vergleichsmodells (blauer Verlauf) gut erkennbar, jedoch ist im Netzmodell dessen Wirkung nur im Vergleich mit dem Jahr 2035 (J-) erkennbar, aber nicht im direkten Vergleich zum Referenzjahr 2015. So liegt bei beiden Modellen der „erste“ Lastab-

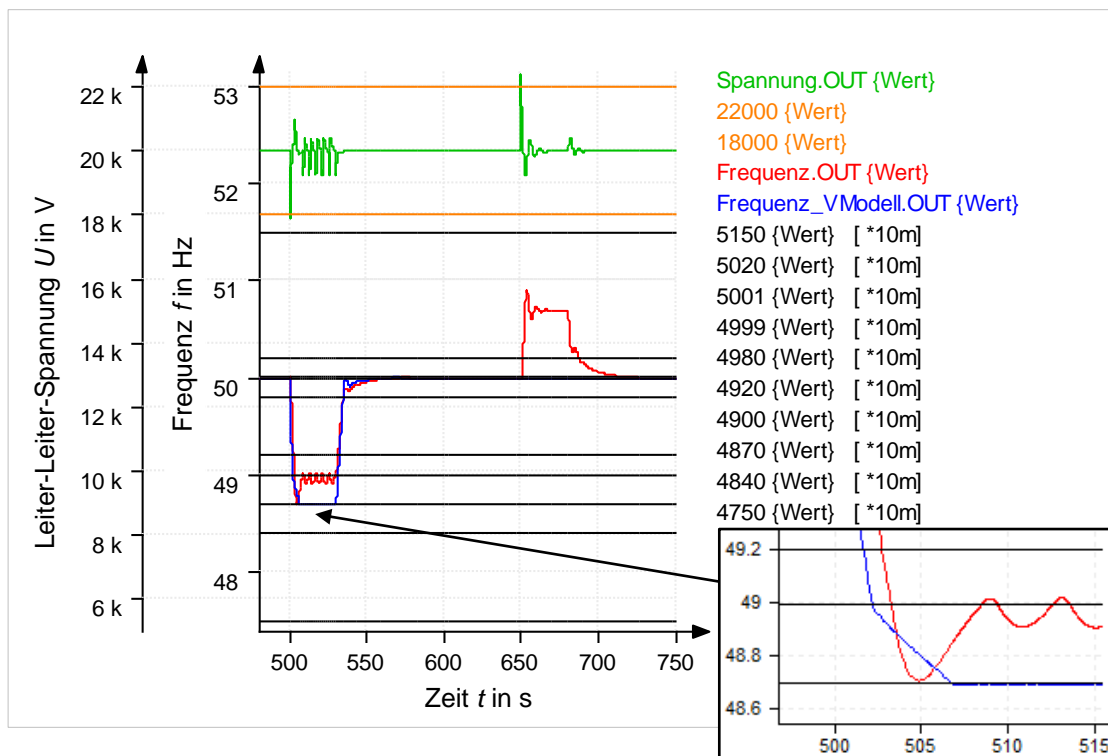


Abbildung 55: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung

wurf bei einer Zeit von etwa 3,3 Sekunden vor und eine eindeutige Verbesserung des Frequenzabfalles hat sich somit nicht ergeben.

4.1.13 statische Betrachtung des Jahres 2050 (J-, P+ und J+)

In den folgenden Betrachtungen werden die Parameter aus dem Jahr 2050 (J- und J+) noch einmal verwendet und die Komponente *Leistungserhöhung* aktiviert.

4.1.13.1 Lastsprung $\pm 2,0$ GW

Wie im Punkt 4.1.10.1 konnten die theoretischen Erwartungen von den Ergebnissen des Simulationsmodelles nicht bestätigt werden. So hat das stark erhöhte Trägheitsmoment nicht zu einer Reduzierung des Frequenzgradienten (beim „positiven“ Lastsprung) im Modell geführt, sondern einen erhöhten Abfall ergeben. Aus diesem Grund wird auf die Darstellung dieser Daten verzichtet.

4.1.13.2 Lastsprung $\pm 3,5$ GW

Welche Auswirkungen ein 3,5 GW großer Lastsprung im Jahr 2050 hervorruft, soll

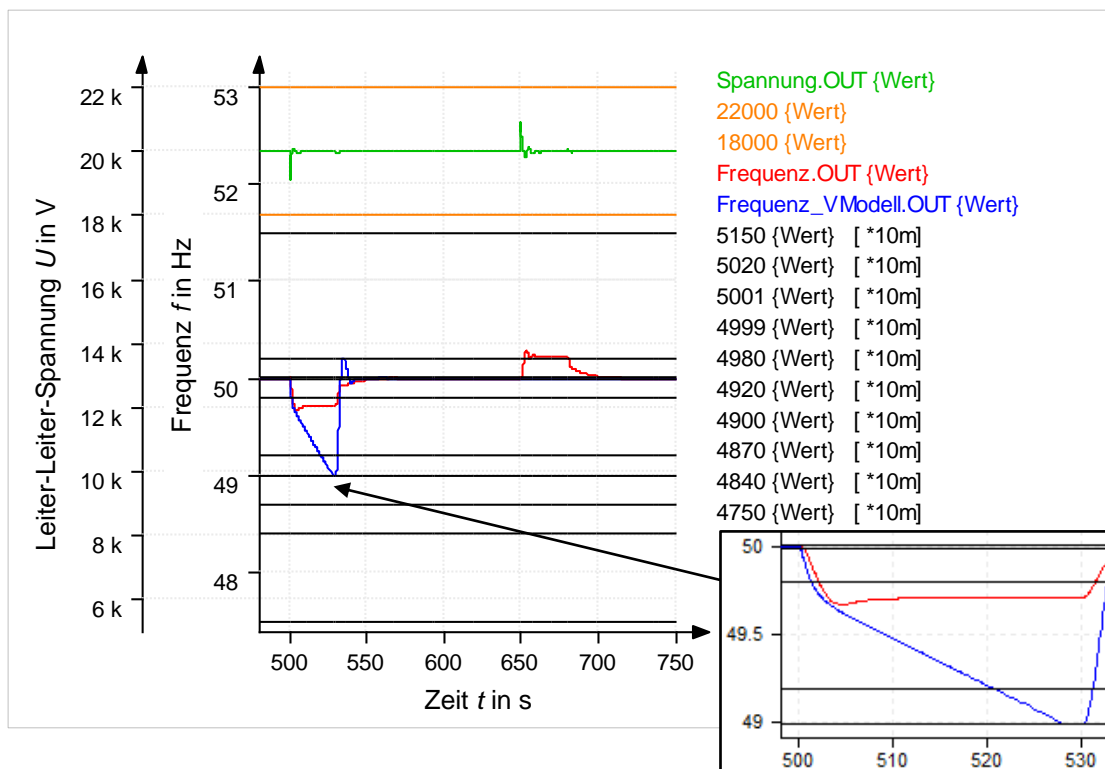


Abbildung 56: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung

mit dieser Simulation nachgebildet werden (siehe Abbildung 56). Durch die Leistungserhöhung des Kraftwerkes *Photovoltaik* kann beim „positiven“ Lastsprung ausreichend zusätzliche Leistung eingespeist werden um den Frequenzabfall im Netzmodell zu stoppen. Es stellt sich dabei eine bleibende Regelabweichung mit dem Frequenzendwert von 49,71 Hz ein und am Verlauf des Vergleichsmodells ist der ungefähre Frequenzabfall, der sich ohne eine solche Leistungserhöhung (aber mit Zuwachs an Trägheitsmoment) ergeben würde, ersichtlich.

4.1.13.3 Lastsprung $\pm 10,0$ GW

In der letzten Simulation der statischen Betrachtungen wird ein Lastsprung mit der Höhe 10,0 GW im Jahr 2050 simuliert (siehe Abb. 57). Im Vergleich zum Jahr 2015 wird in diesem Szenario des Jahres 2050 nur der „erste“ Lastabwurf benötigt um den „positiven“ Lastsprung vollständig ausgleichen zu können. Jedoch kommt auch in dieser Simulation die Wirkung die ein 67% größeres Trägheitsmoment im Vergleich zum Referenzjahr auf den Frequenzabfall haben müsste nicht eindeutig zur Geltung. Allerdings wird die Schwingneigung beim „negativen“ Sprung deutlich verringert und ein Frequenzendwert von 50,56 Hz stellt sich ein.

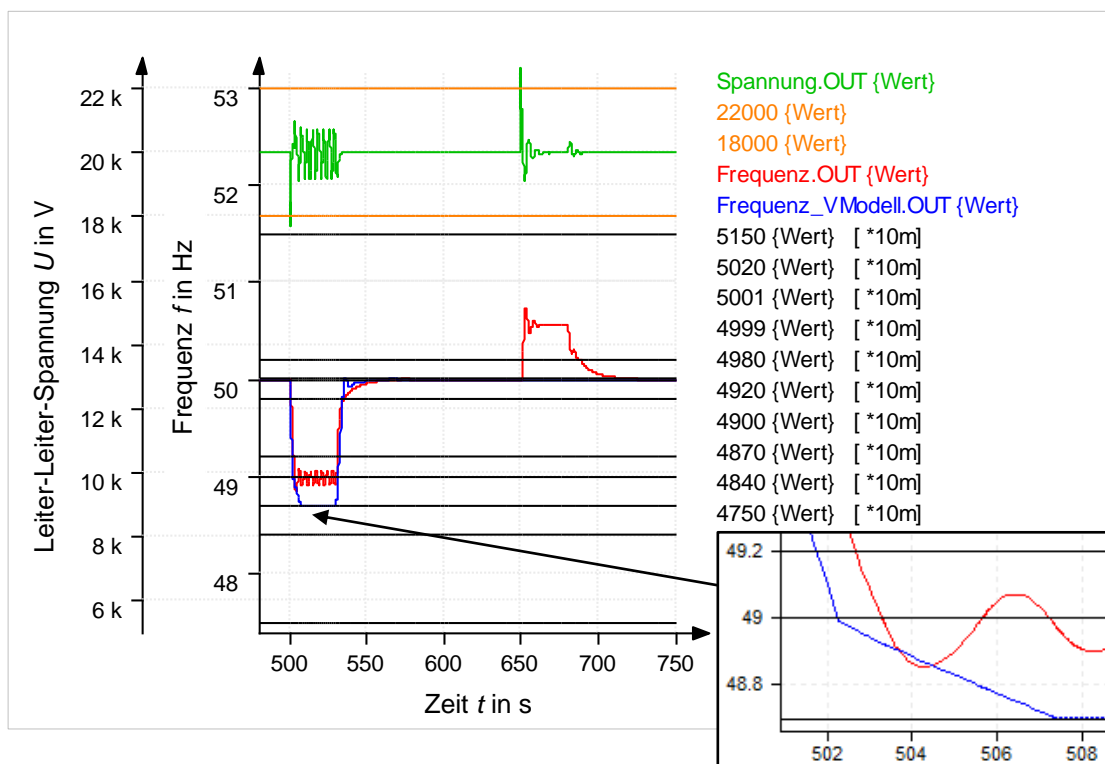


Abbildung 57: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung

4.2 dynamische Simulationen

Für die dynamischen Simulationen ist ein spezieller Tageslastgang auf Basis von Daten des Jahres 2016 (Quelle [9]) erstellt worden. Die Hauptmodifikation an diesen Daten ist die Veränderung des linearen Verlaufes gewesen, um den Charakter einer Laständerung (sprunghaft) möglichst real widerspiegeln zu können. Die Anzahl der Lastsprünge wurde klein gehalten und es sind mehrere größere Sprunghöhen vorgesehen, damit eine übersichtliche Darstellung erfolgen konnte. Es sind unter anderem Sprünge mit der Höhe 1,3 GW, 2,6 GW, 4,2 GW und 5,7 GW modelliert worden. Während bei den statischen Simulationen reine Wirkleistungssprünge ihre Verwendung fanden und nur deren absolute Höhe von Bedeutung war, ist bei den dynamischen Simulationen ein zusätzlicher Blindleistungssprung hinzugefügt worden, um den festgelegten Leistungsfaktor von 0,9 für den gesamten Zeitraum des Lastganges konstant halten zu können. Das Einspeiseverhalten der Kraftwerke (mit Ausnahme des Kraftwerkes „Verbundnetz“) wird nun durch spezielle Zeitfunktionen realisiert und der prozentuale Anteil eines jeden regenerativen Energieträgers an der Stromerzeugung wird nicht mehr durch einen Konstantwert repräsentiert, sondern durch den Mittelwert der zum Energieträger gehörenden Zeitfunktion. Die Simulationen werden in zwei unterschiedliche Gruppen eingeteilt (siehe Abbildung 58). Die erste Gruppe bildet die jahresbedingte Reduzierung des Netzträgheitsmomentes ohne Gegenmaßnahmen ab (Kennzeichnung: J-, das Jahr 2015 ist das Referenzmodell), wo hingegen in der zweiten Gruppe der Abnahme des Trägheitsmomentes mit speziellen Maßnahmen entgegen gewirkt wird (Kennzeichnung: J-, P+ und J+). Diese Maßnahmen sind das zusätzliche Einspeisen von Leistung durch das Kraftwerk *Photovoltaik* und die Einbindung von Windkraftanlagen in die Momentanreserve.

dynamische Simulationen	2015 (70/30)	2025 (55/45)	2035 (40/60)	2050 (20/80)
konv. E. (J-)	Referenz	x	x	x
konv. E. (J-) und Solar (P+) und Wind (J+)	"-"	x	x	x
fiktiver Lastgang bezogen auf Agora 23.05.16 (bestehend aus vielen unterschiedlichen Sprüngen)				

Abbildung 58: Übersicht zu den dynamischen Simulationen

Die simulierte Zeit beträgt für alle sieben dynamischen Simulationen 24 h und die minimale Schrittweite ist auf 0,01 s und die maximale auf 1 min festgelegt worden.

4.2.1 dynamische Betrachtung des Jahres 2015 (Referenz)

Das dynamische Verhalten des Stromnetzes im Jahr 2015 bei unterschiedlichen Sprunghöhen wird mit dieser Simulationsvariante nachgebildet. Die Abbildung 59 zeigt den Verbrauch (blauer Verlauf), das konventionelle Einspeiseverhalten (roter Verlauf) und die Gesamtleistung der regenerativen Energieträger (grüner Verlauf). Es ist zusehen, dass die konventionellen Kraftwerke (roter Verlauf) einen sehr viel größeren Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2015 übernehmen als die regenerativen Kraftwerke (grüner Verlauf). In den ersten vier Stunden des Lastganges fällt die Einspeisung der regenerativen Erzeuger (wegen der fallenden Windkrafteinspeisung). Da aber auch der anfängliche Verbrauch gering ist, wird ebenfalls nur relativ wenig Energie aus konventioneller Stromerzeugung benötigt. Mit der steigenden Einspeisung durch das Kraftwerk *Photovoltaik* beginnt die Gesamtleistung der regenerativen Kraftwerke wieder anzusteigen und die konventionellen Kraftwerke müssen ihre Leistungsabgabe drosseln. Nach einer Zeit von ca. 12 Stunden ist diese Reduzierung der konventionellen Einspeisung am markantesten ausgeprägt, weil der charakteristische Verlauf des Verbrauches sinkt und die regenerative Einspeisung durch die Windkraft weiterhin steigt.

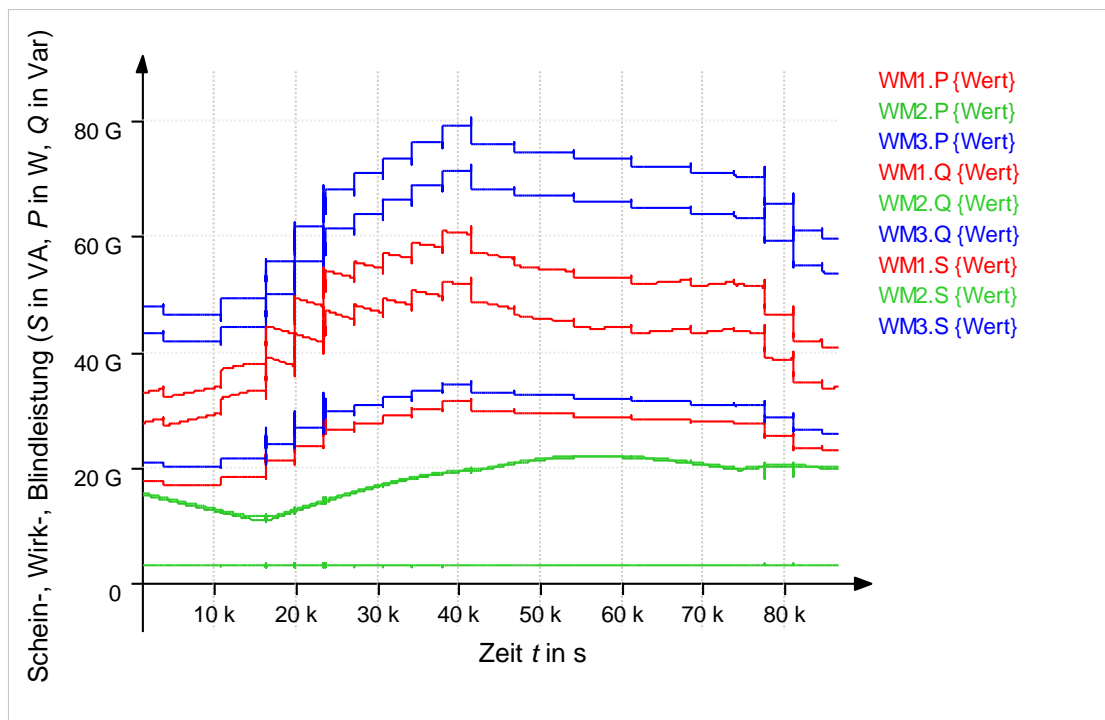


Abbildung 59: Jahr 2015 (Referenz) Leistungseinspeisung

Die Abbildung 60 stellt den Spannungs- und Frequenzverlauf dar, der sich in Folge des Tageslastganges und der Modellparameter für das Jahr 2015 (siehe Abbildung 21) ergibt. Es ist zu erkennen, dass sich mehrere kleinere und fünf größere Lastsprünge ereignen. Die kleineren Lastsprünge werden durch die einsetzende Primärregelung ausgeglichen, da ihre resultierende Lastsprunghöhe (Wirk- und Blindleistungssprung) geringer ist als die maximale Primärregelleistung von 3,0 GW. Die drei größten Sprünge haben eine Höhe von rund +6,3 GVA (5,7 GW und 2,8 GVar) und treten zwischen 4 Uhr (entspricht 15000 s im Graph) und 7 Uhr (25000 s) auf, wobei die anderen beiden Lastsprünge eine Höhe von -4,7 GVA aufweisen und zwischen 21 Uhr (77000 s) und 23 Uhr (82000 s) eintreten. Bei den 6,3 GVA großen Lastsprüngen handelt es sich um „positive“ Lastsprünge, welche zu einem Frequenzabfall führen und den „ersten“ Lastabwurf auslösen. Hingegen sind die Lastsprünge der Höhe 4,7 GVA „negative“ Sprünge und rufen einen Anstieg der Frequenz hervor, weil in dem Moment des Sprunges mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird. Diese werden durch den Einsatz von Primärregelung und der ab 50,2 Hz beginnenden Leistungsreduzierung ausgeglichen und es stellt sich eine bleibende Regelabweichung von +0,37 Hz ein. Die Höhe der Spannung ist von den jeweiligen Lastsprüngen abhängig, befindet sich

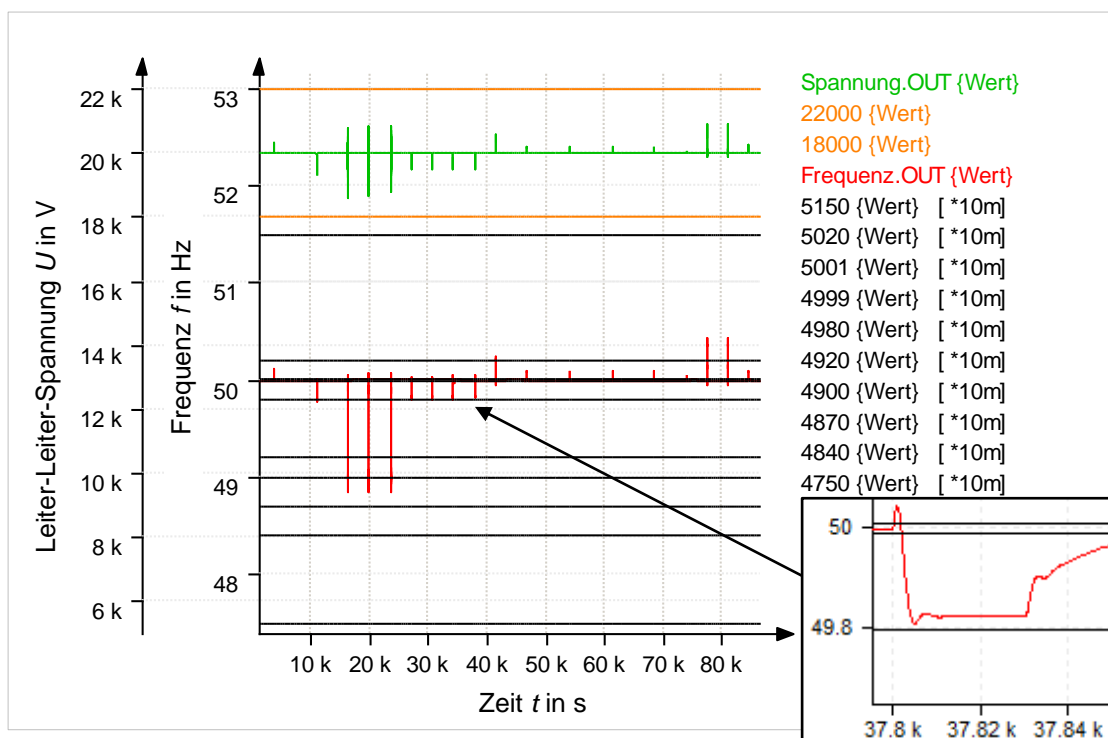


Abbildung 60: Jahr 2015 (Referenz) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

aber bei jeden Sprung noch im Spannungstoleranzband ($\pm 10\%$). Das Bild 61 ist ein Auszug aus dem Tageslastgang und verdeutlicht die Auswirkungen des dritten Lastsprunges von 6,3 GVA. Die Spannung bricht nach dem Lastsprung auf einen Wert von 18,8 kV ein und durch den folgenden Lastabwurf wird eine Spannungsüberhöhung von 20,9 kV erreicht. Dieser Lastabwurf wird nach einer Zeit von 6 Sekunden (nach Sprungeintritt) initiiert und erst nach 30 Sekunden wieder dauerhaft abgeschaltet. Da die Sprunghöhe die Primärregelleistung übersteigt, ist ein ständiges Zu- und Abschalten des „ersten“ Lastabwurfes die Folge.

Die kleine Frequenzüberhöhung kurz nach dem Lastsprung entsteht deshalb, weil die Lastmodelle im Simulationsmodell als konstante Impedanzen (zu 100%) modelliert wurden. Eine „konstante Leistungsmodellierung“ hätte zu numerischen Problemen in *Cerberus* geführt. Durch die konstanten Impedanzen und die schnell einbrechende Spannung ist für eine sehr kurze Zeit der gegenteilige Effekt vorhanden den ein „positiver“ Lastsprung haben müsste. So ist die Einspeiseleistung größer als der Leistungsverbrauch und ein Anstieg bei der Frequenz tritt ein. Da das Stromnetz aus Lasten mit konstanter Leistung und aus Lasten mit konstanten Impedanzen besteht, ist dieser Effekt durchaus realitätsnah.

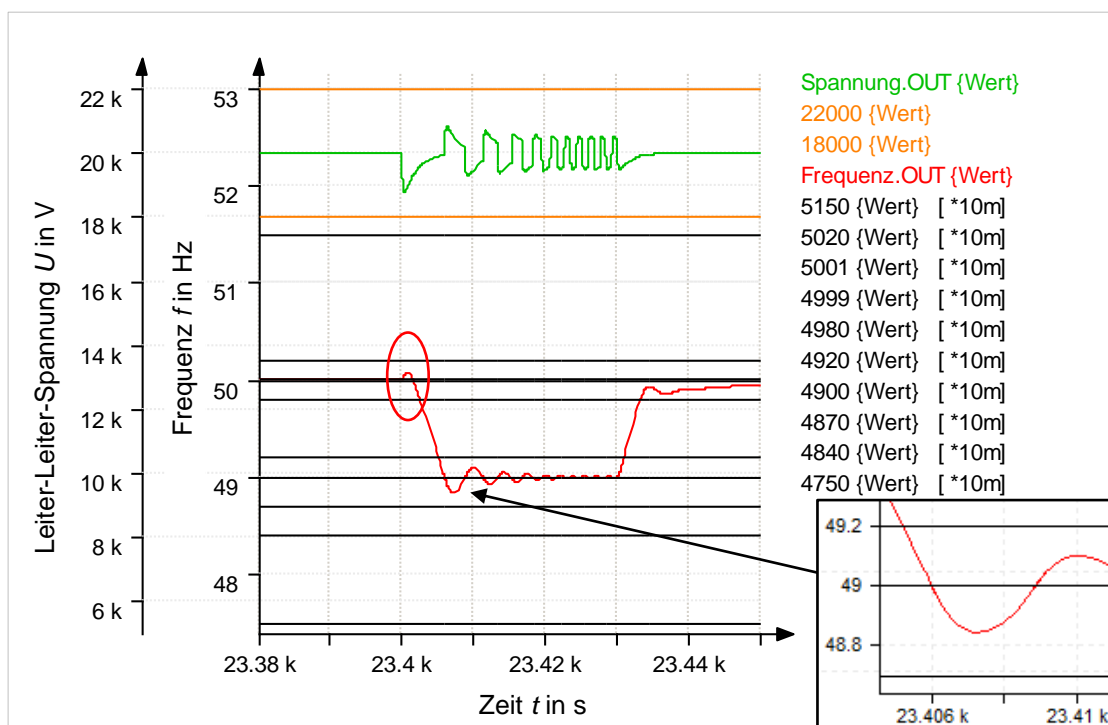


Abbildung 61: Jahr 2015 (Referenz) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.2 dynamische Betrachtung des Jahres 2025 (J-)

Die dynamische Betrachtung des Jahres 2025 erfolgt mit den bekannten Parametern des Jahres 2025 (J-). Somit ist das Netzträgheitsmoment jahresbedingt vom Wert $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ auf den Wert $4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ reduziert worden. In der Abbildung 62 wird das Einspeiseverhalten der Kraftwerke des Jahres 2025 dargestellt und es ist ersichtlich, dass der Verbrauch (blauer Verlauf) konstant geblieben ist. Während im Referenzjahr 2015 die regenerative Einspeisung (grüner Verlauf) beim Simulationsbeginn mit einem Wert unter 20 GW startete, liegt dieser Startwert nun über 20 GW und macht damit den Leistungsanstieg aller regenerativen Erzeugungsanlagen kenntlich. Weithin ist erkennbar, dass die konventionellen Kraftwerke (roter Verlauf) nunmehr eine geringere Maximalleistung von 53 GVA aufbringen müssen. Im Jahr 2015 lag dieser Wert noch bei 61 GVA. An der grundlegenden Tatsache, dass die konventionellen Einspeiser ihre Leistungsbereitstellung zu gewissen Zeitpunkten reduzieren müssen, hat sich nichts geändert. Denn aufgrund des tageszeitbedingten Anstieges bei der solaren Leistungseinspeisung mit der gesetzlichen Abnahmeforderung und des Verbraucherlastganges ist dies unumgänglich. Die Einspeiseleistung aller regenerativen

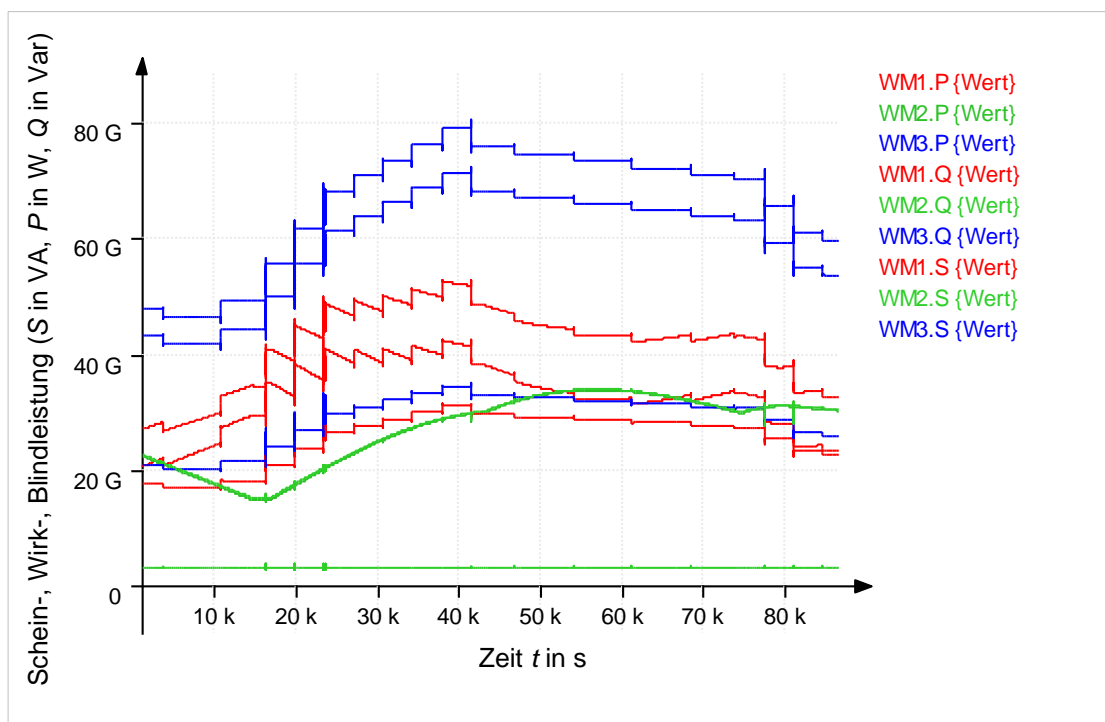


Abbildung 62: Jahr 2025 (J-) Leistungseinspeisung

Anlagen hat ihren Höchstwert von rund 34 GVA bei ca. 16 Uhr (57000 s) erreicht. Im Vergleich zum Referenzjahr haben sich Frequenz- und Spannungsverlauf nur geringfügig geändert (siehe Abbildung 63). Die kleineren Lastsprünge können weiterhin durch den Primärregelungseinsatz kompensiert werden. Nur bei den größeren Sprüngen sind immer noch Lastabwurf und Leistungsreduzierung von Nöten. Durch das reduzierte Trägheitsmoment werden bei den „positiven“ Lastsprüngen geringere Frequenzwerte erreicht und bei den „negativen“ Sprüngen höhere Frequenzen erzielt. Am Frequenzverlauf, die der dritte +6,3 GVA große Lastsprung hervorruft, ist zusehen, dass dieser (mit einem Frequenzwert von 48,79 Hz) viel näher an den „zweiten“ Lastabwurf herankommt als dies im Jahr 2015 (mit 48,85 Hz) der Fall war. Die beiden 4,7 GVA großen „negativen“ Lastsprünge erreichen einen etwas höheren Frequenzwert von 50,45 Hz als im Jahr 2015 zuvor und schwingen danach mit einsetzender Leistungsreduzierung auf die bleibende Regelabweichung von +0,31 Hz ein. Dieser Frequenzendwert von 50,31 Hz ist im Vergleich zum Referenzjahr gesunken, weil im Jahr 2025 die maximale Leistung, die reduziert werden kann (durch die erhöhte prozentuale regenerative Einspeisung), gestiegen ist. In Hinblick auf die Einhaltung der Spannungshöhe kann wiederum festgestellt werden, dass es zu keiner Verletzung des

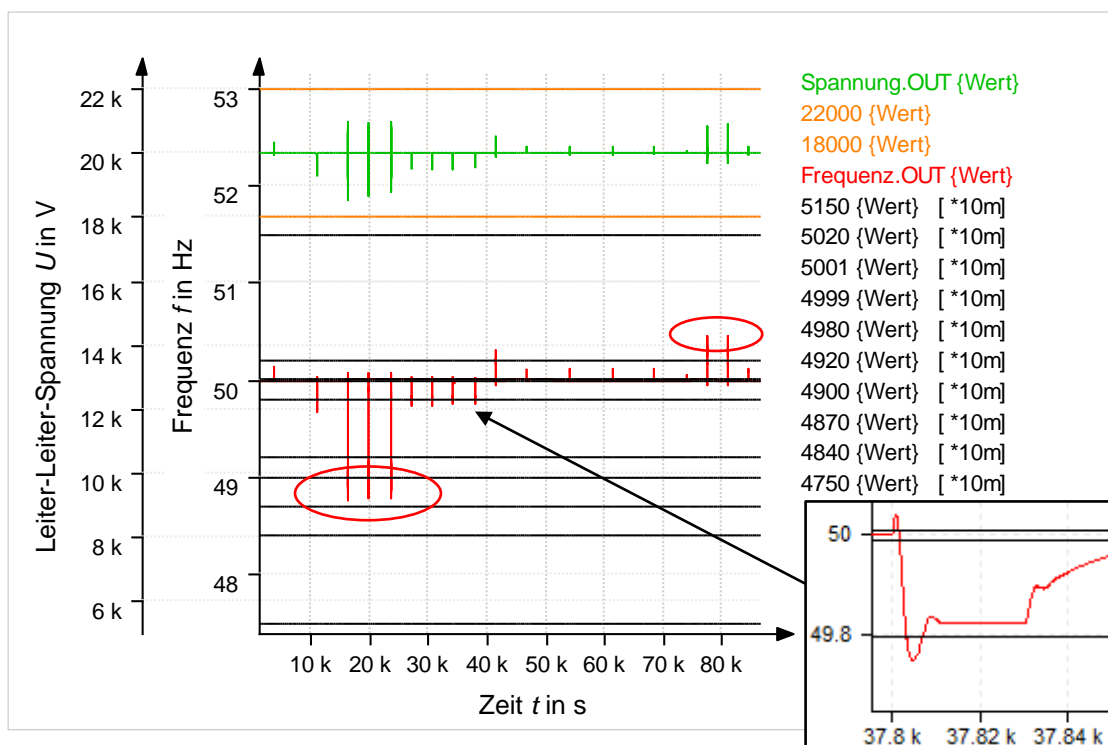


Abbildung 63: Jahr 2025 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

Toleranzbandes ($\pm 10\%$) kam. Damit ist die Versorgungssicherheit für das Netzgebiet, welches nicht vom Lastabwurf betroffen ist, in punkto Spannungsqualität und Frequenzstabilität weiterhin gewährleistet. Mit Abbildung 64 wird der Lastsprung (6,3 GVA), der sich um 6:30 Uhr (23400 s) ereignet, detaillierter dargestellt. Das reduzierte Netzträgheitsmoment wirkt sich auf die Aktivierungszeit des „ersten“ Lastabwurfes aus und dieser erfolgt im Jahr 2025 (J-) um etwa 2 Sek. früher (bei 4,3 Sek.) als im Referenzjahr 2015. Im Fall der Spannung wird ein Maximalwert von 21,0 kV erreicht und ein minimaler Wert von 18,8 kV erzielt.

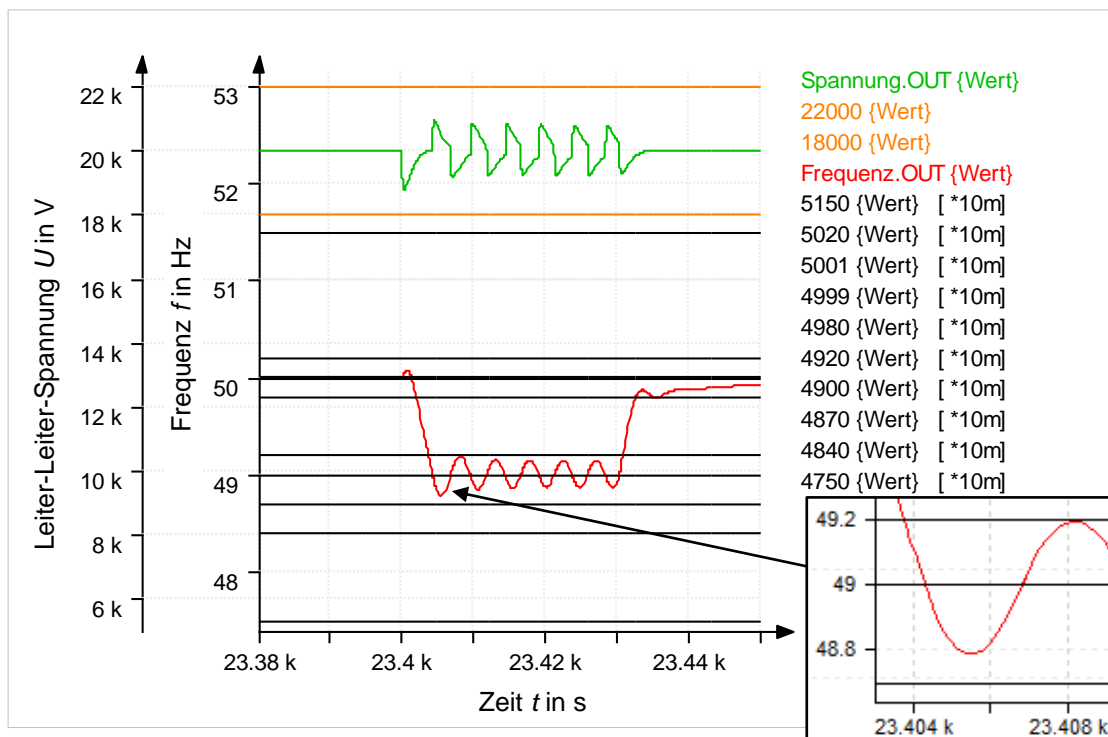


Abbildung 64: Jahr 2025 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.3 dynamische Betrachtung des Jahres 2035 (J-)

In dieser Simulationsvariante wird das Stromnetz des Jahres 2035 einer dynamischen Betrachtung unterzogen und es ist der Parametersatz von dem Jahr 2035 (J-) angewendet worden (siehe Abbildung 29). Das Netzträgheitsmoment hat sich jahresbedingt weiter verringert, da der Anteil der regenerativen Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung von 45% auf 60% erhöht wurde (siehe Abb. 65). Am Verlauf der konventionellen Einspeisung (roter Verlauf) ist erkennbar, dass deren dominantes Wirkleistungs-Einspeiseverhalten vom Jahr 2015 durch die erhöhte regenerative Einspeisung (grüner Verlauf) abgelöst wurde. So beginnt die Simulation mit einem Einspeisewert von rund 30 GW (regenerativ) und die konventionelle Wirkleistungseinspeisung fällt von 28 GW (Jahr 2015) auf 13 GW. Durch den festgelegten Leistungsfaktor von 0,98 für die Kraftwerke *Windkraft* und *Photovoltaik* ist deren Blindleistungseinspeisung im Jahr 2035 ebenfalls gestiegen und die angestrebte Reduzierung der Belastung von konventionellen Kraftwerken, durch die hohe Blindleistungsabgabe, ist eingetreten. Dennoch ist in Abbildung 65 erkennbar, dass sich die Wirk- und Blindleistungsbereitstellung der konventionellen Kraftwerke zugewiesenen Zeitpunkten auf einem ähnlichen Werte-

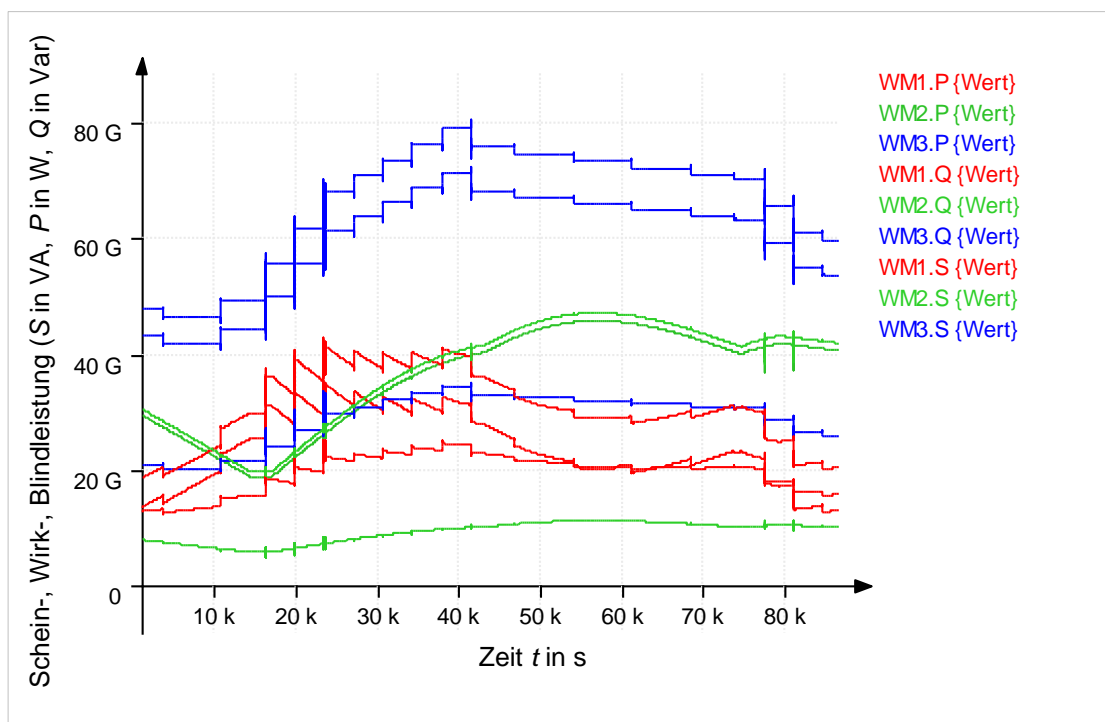


Abbildung 65: Jahr 2035 (J-) Leistungseinspeisung

niveau befinden und ein Leistungsfaktor von 0,7 wirksam ist. Ein solcher Leistungsfaktor ist rein technisch gesehen für die Synchrongeneratoren der Kraftwerke unkritisch, kann aber aus wirtschaftlicher Sicht für den Kraftwerksbetrieb von konventionellen Kraftwerken nachteilig sein. Am Leistungsverbrauch (blauer Verlauf) hat sich wegen der Festlegung, dass der Verbrauch zur direkten Vergleichbarkeit der Simulationsjahre konstant gehalten wird, nichts geändert. Die Abbildung 66 zeigt den Spannungs- und den Frequenzverlauf des Tageslastganges für das Jahr 2035 (J-). Auch im Jahr 2035 werden die Lastsprünge mit einer geringen Sprunghöhe durch die Primärregelung ausgeglichen und es stellt sich eine bleibende Regelabweichung ein, die bei jedem neuen Lastsprung einen anderen Frequenzendwert annimmt. Das Steigen auf die maximalen Frequenzwerte bzw. das Absinken auf die minimalen Frequenzwerte bei den jeweiligen Sprüngen ist durch das weiter gesunkene Netzträgheitsmoment verstärkt worden (siehe Abbildung 66, rechts unten). In dem Fall des „positiven“ Lastsprunges mit der Höhe 6,3 GVA ist nun ein Frequenzwert von 48,76 Hz erreicht worden und die Aktivierung des „zweiten“ Lastabwurfes bei 48,7 Hz stand kurz bevor. Hingegen ist die bleibende Regelabweichung bei den -4,7 GVA großen Lastsprüngen,

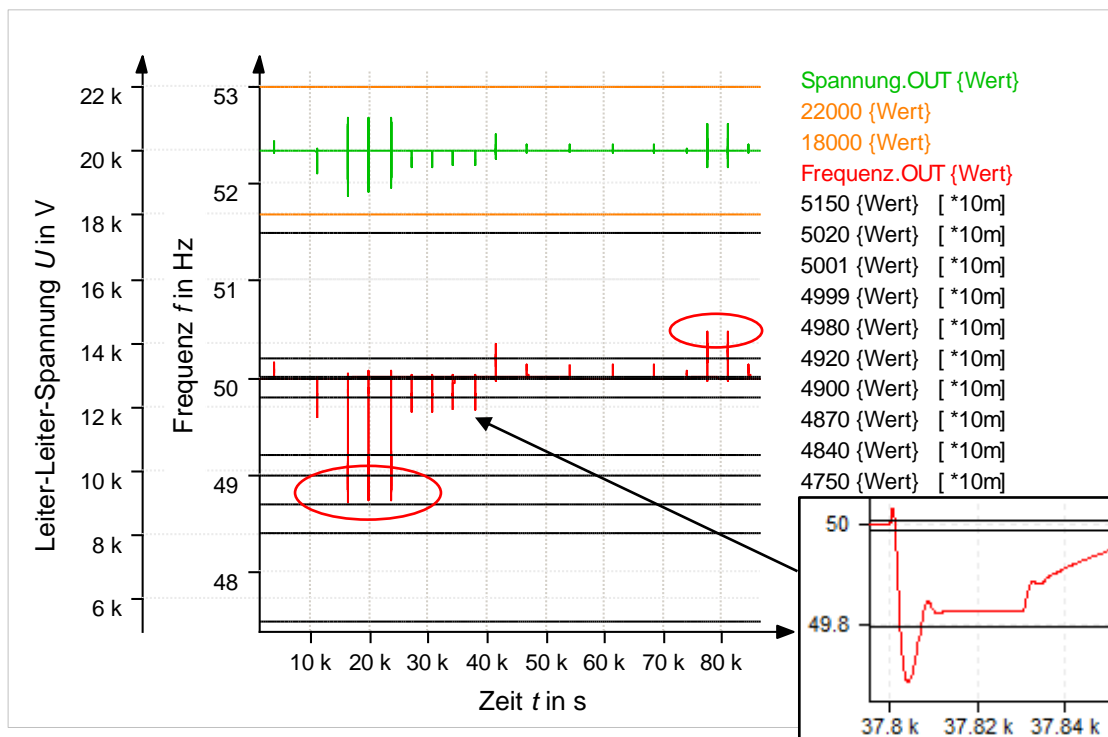


Abbildung 66: Jahr 2035 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

durch die nochmals gestiegene Wirkung der Leistungsreduzierung (regenerative Einspeisung: 60%), auf den Frequenzendwert von 50,27 Hz gefallen. Beim Spannungsverlauf ist ersichtlich, dass es in Folge der Lastsprünge zu Spannungsüberhöhungen und Spannungseinbrüchen gekommen ist. Diese Abweichungen von der Nennspannung 20 kV haben aber die Grenzwerte des Toleranzbandes ($\pm 10\%$) nicht erreicht.

In Abbildung 67 wird der dritte 6,3 GVA große Lastsprung vergrößert abgebildet, um dessen Auswirkungen auf das Stromnetz präziser veranschaulichen zu können. Bei dem Frequenzverlauf ist zu erkennen, dass der „erste“ Lastabwurf nach 3,1 Sekunden erfolgte und der bereits erwähnte Frequenzwert von 48,76 Hz erreicht wurde. Der minimale Spannungswert (durch den Lastsprung) beträgt 18,8 kV und der Höchstwert von 21,0 kV wird durch den Lastabwurf erzielt.

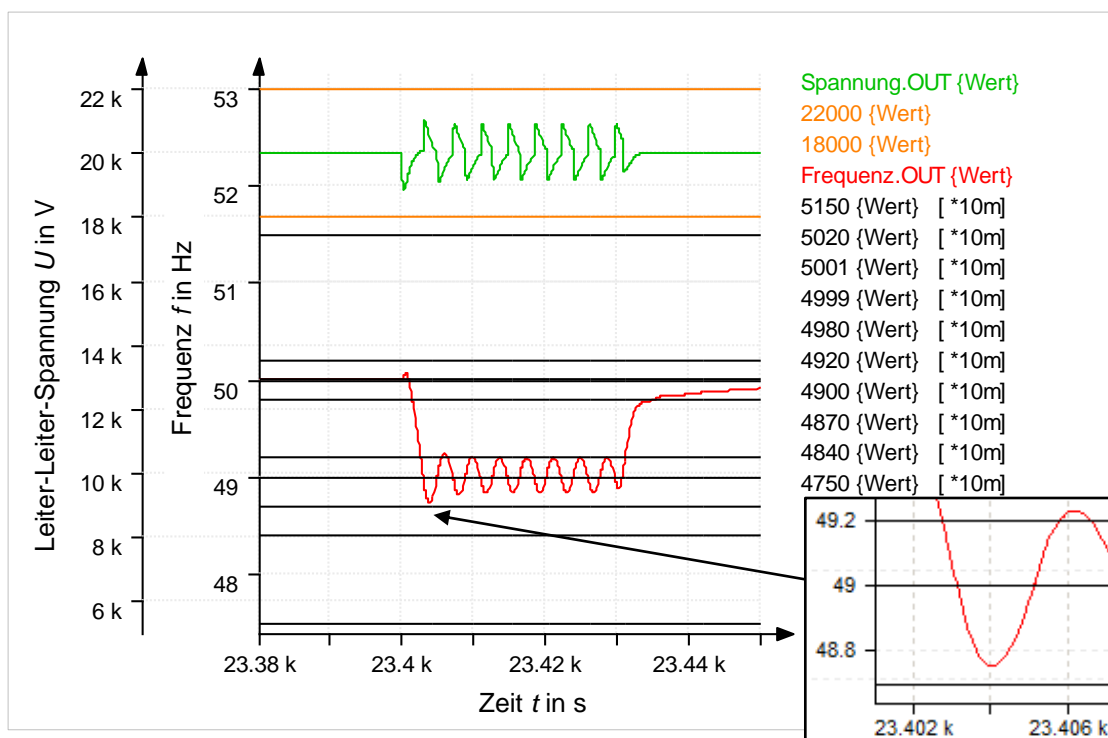


Abbildung 67: Jahr 2035 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.4 dynamische Betrachtung des Jahres 2050 (J-)

Den Einfluss den Lastsprünge mit unterschiedlichen Höhen auf das Stromnetz im Jahr 2050 haben, wird mit dieser dynamischen Betrachtung simuliert. Für die Simulation werden die Parameter des Jahres 2050 (J-) ein weiteres Mal verwendet. An dem Leistungsverbrauch (blauer Verlauf) ist zusehen, dass es zu einer Verlaufsänderung gekommen ist (siehe Abbildung 68). Diese Änderung ist eine Auswirkung des nun sehr geringen Anteils der konventionellen Kraftwerke (roter Verlauf) an der Stromerzeugung. Um das weitere Absinken der Wirkleistungseinspeisung der konventionellen Kraftwerke unter den Wert 6 GW zu verhindern, schaltet sich die Komponente *Speicherregelung* selbständig zu. Dadurch wird eine zusätzliche ohmsche Last generiert und der Gesamtleistungsverbrauch des Tageslastganges erhöht sich. Weiterhin ist am Verlauf der regenerativen Einspeisung (grüner Verlauf) erkennbar, dass diese nun mit Abstand den größten Anteil an der Stromerzeugung (80%) ausmacht. Zugleich ist ersichtlich, dass das Einspeiseverhalten nicht vom Verbrauch sondern zu einem Großteil von den natürlichen Gegebenheiten (wie Wind oder Sonneneinstrahlung) bestimmt wird. Der regenerative Einspeisewert hat bei Simulationsstart somit schon einen Betrag

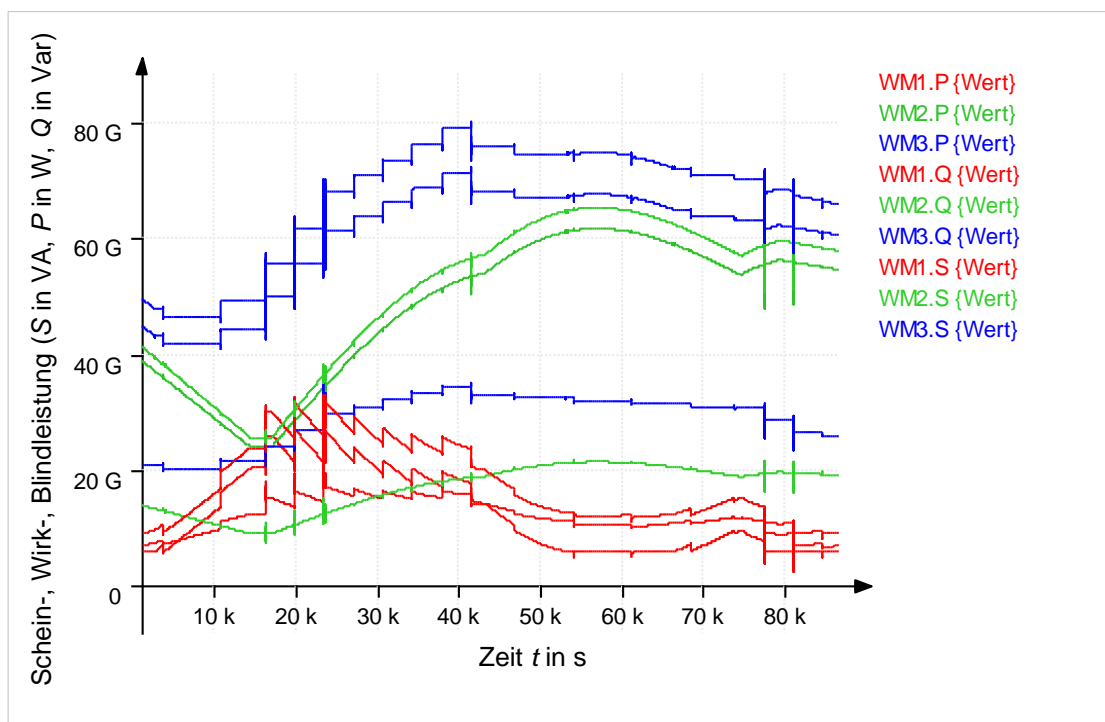


Abbildung 68: Jahr 2050 (J-) Leistungseinspeisung

von ca. 40 GW, wobei der grundlegende Verbrauch 43 GW beträgt (Referenzjahr 2015) und eine Aktivierung des Speichers erfolgt. In Hinblick auf die Blindleistungsbelastung der Kraftwerke werden die konventionellen Kraftwerke weiter entlastet und die regenerativen Erzeugungsanlagen (*Windkraft* und *Photovoltaik*) durch einen erhöhten Leistungsfaktor (0,95) stärker eingebunden. Dies wird am Maximalwert der regenerativen Blindleistungseinspeisung von 21 GVar um 16 Uhr (57000 s) ersichtlich (siehe Abb. 68, unterer grüner Verlauf). Das stark reduzierte Netzträgheitsmoment hat auf den Frequenz- und Spannungsverlauf des Stromnetzes im Jahr 2050 (J-) sehr deutliche Auswirkungen (siehe Abbildung 69). Im Vergleich zum Referenzjahr ist in dieser Betrachtung der „zweite“ Lastabwurf ausgelöst worden und hat damit einen sichtbar verstärkten negativen Effekt auf die Spannungsqualität und die Versorgungssicherheit des Gesamtnetzes. Das Netzgebiet, welches zur Vermeidung eines flächendeckenden Stromausfalles weggeschaltet wurde, hat sich somit leistungsmäßig verdoppelt (eine Verdopplung der betroffenen Fläche ist ebenfalls möglich). Dennoch ist im Fall des vom Lastabwurf nicht betroffenen Netzgebietes keine Verletzung des Spannungstoleranzbandes ($\pm 10\%$) eingetreten. In Folge des gelegentlich einsetzen- den Speichersystems (siehe Abbildung 70) werden die „negativen“ Lastsprünge

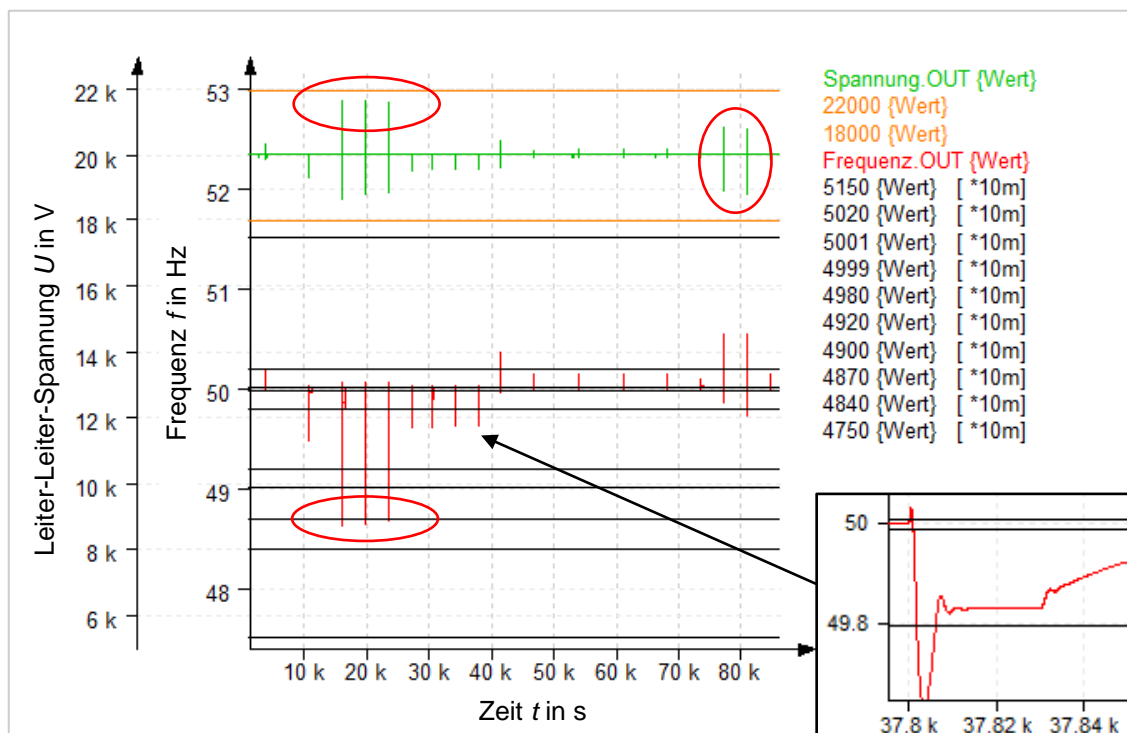


Abbildung 69: Jahr 2050 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

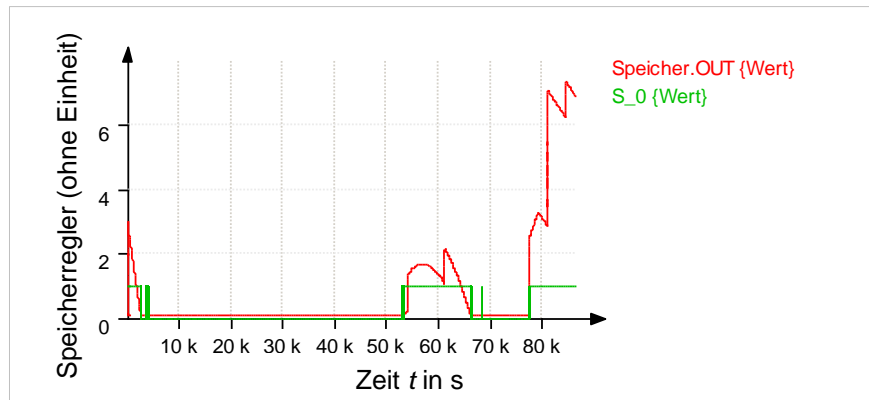


Abbildung 70: zeitliche Aktivierung der Speicher

nicht mehr nur von der Primärregelung und der Leistungsreduzierung ausgeglichen. Diese werden gewissermaßen von der Speicherregelung unterstützt, indem der Leistungsverbrauch an die Erzeugung angepasst wird. Diese Kombination der Regelungen hat den nachteiligen Effekt (im Modell) einer gestiegenen Schwingneigung bei Spannung und Frequenz (siehe Abb. 69, rechts oben). Die Abbildung 71 zeigt, dass der „erste“ Lastabwurf bereits bei 2,3 Sek. einsetzt und der „zweite“ 0,5 Sek. später erfolgt. Die Spannung erreicht den Maximalwert von 21,6 kV (Folge des „zweiten“ Lastabwurfes) und den Minimalen von 18,9 kV.

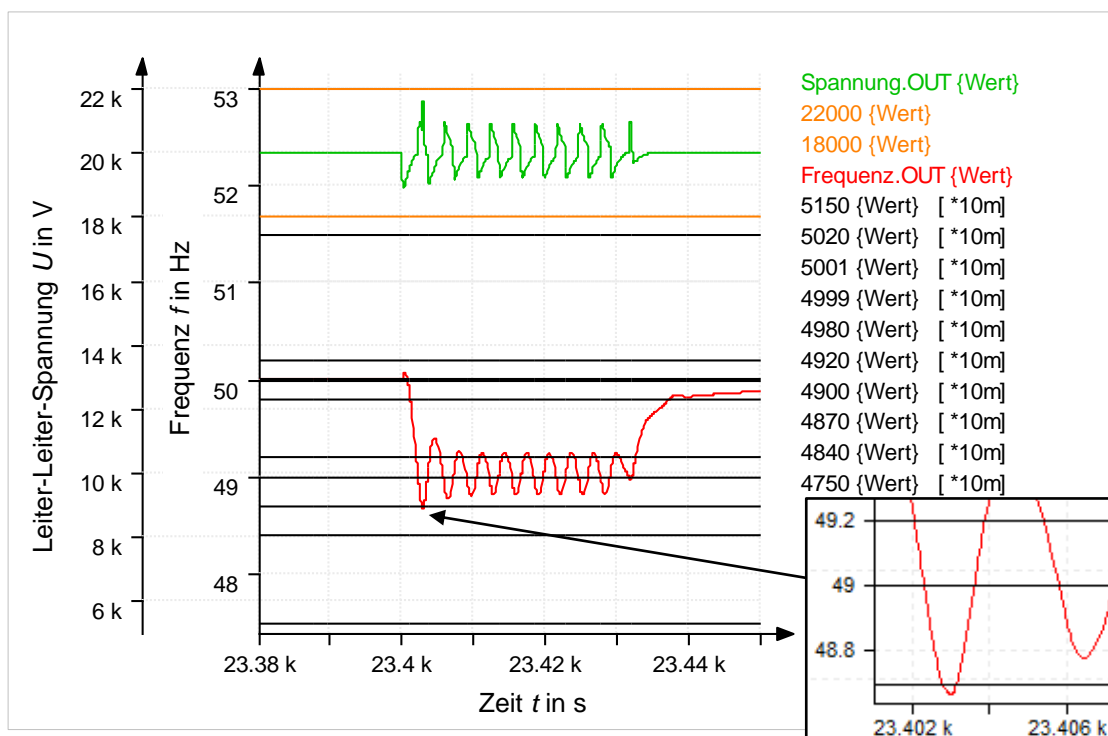


Abbildung 71: Jahr 2050 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.5 dynamische Betrachtung des Jahres 2025 (J-, P+ und J+)

In dieser dynamischen Betrachtung des Jahres 2025 wird ein Teil der Windkraftanlagen in die Momentanreserve mit eingebunden und die Photovoltaikanlagen speisen bei Bedarf mehr Wirkleistung ein. Diese zusätzliche Wirkleistung ist von der Tageszeit abhängig und wird nur dann aktiviert, wenn die Frequenz den Wert 49,8 Hz unterschreitet. Die Abbildung 72 zeigt eine Aktivierung der Leistungserhöhung um 6:30 Uhr (23400 s), wodurch eine Steigerung von ca. 20,2 GW auf 21,5 GW erfolgt. Durch die Einbindung der Windkraftanlagen in die Momentanreserve steigt das Netzträgheitsmoment von $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ auf $8,49 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ an. Der grundlegende Verlauf von konventioneller Einspeisung (roter Verlauf) und der regenerativen Erzeugung (grüner Verlauf) hat sich im Vergleich zum Referenzjahr 2015 gewandelt, ist aber nahezu identisch mit dem Verlauf des Jahres 2025 (J-). So ist der Zuwachs an der Blindleistungsbereitstellung durch die regenerativen Kraftwerke nur sehr geringfügig gestiegen, da der Leistungsfaktor von den Kraftwerken *Photovoltaik* und *Windkraft* weiterhin den Wert 1,0 besitzt. Bei der Wirkleistungsverteilung hingegen ist erkennbar, dass der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Stromerzeugung stark gesunken ist. In

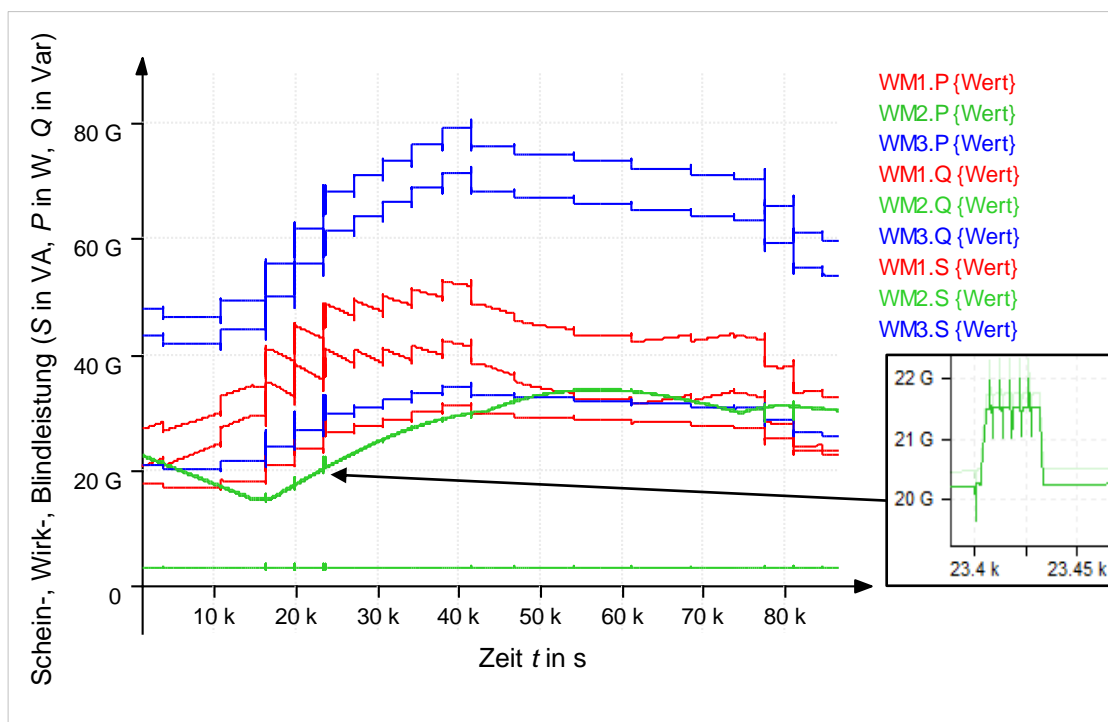


Abbildung 72: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung

Hinblick auf den sich ergebenden Frequenzverlauf ist anhand der Abbildung 73 erkennbar, dass es in Folge des erhöhten Trägheitsmomentes und der zusätzlichen Wirkleistung zu diversen Verbesserungen gekommen ist. Jedoch ist die Wirkung des Trägheitsmomentes auf den Frequenzverlauf auch in dieser Simulation sehr gering und hätte erwartungsgemäß viel größer ausfallen müssen. So ist für das Referenzjahr 2015 bei 6:30 Uhr (23400 s) ein Frequenzgradient von -0,225 Hz/s bestimmt worden (zwischen 49,99 Hz und 49,8 Hz) und in diesem Szenario stellt sich bei derselben Zeit ein Gradient von -0,206 Hz/s ein.

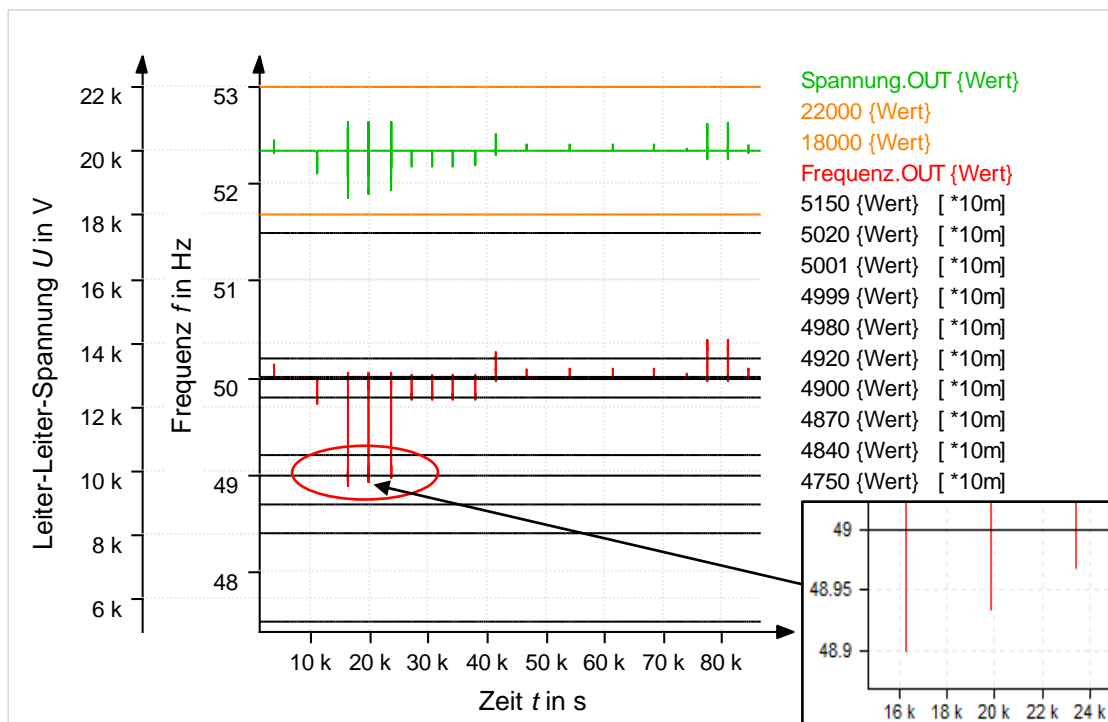


Abbildung 73: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

In Abbildung 73 (rechts unten) und 74 (rechts) ist der Einfluss, den die zusätzliche Wirkleistung in Abhängigkeit von der Tageszeit hat, dargestellt. Bei einer Zeit von

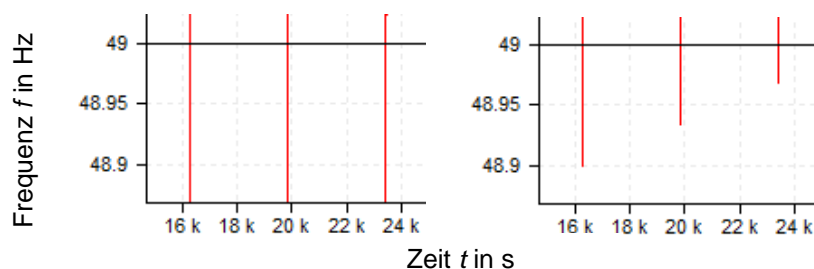


Abbildung 74: Vergleich Jahr 2015 (links) und Jahr 2025 (rechts)

4:30 Uhr (16200 s) ist keine Leistungserhöhung möglich, weil zu diesem Zeitpunkt das Kraftwerk *Photovoltaik* noch keinen Beitrag zur Stromerzeugung liefert (dessen Zeitfunktion hat den Wert Null). Hingegen ist um 5:30 Uhr (19800 s) und um 6:30 Uhr (23400 s) eine Leistungserhöhung möglich, da die Zeitfunktion des Kraftwerkes *Photovoltaik* nun nach ihrem charakteristischen Verlauf steigt. Die Abbildung 75 veranschaulicht den dritten 6,3 GVA großen Lastsprung durch einen Auszug aus dem Tageslastgang des Jahres 2025 (J-, P+ und J+). Durch das gestiegene Netzträgheitsmoment ist der „erste“ Lastabwurf in diesem Szenario nach 7 Sekunden eingetreten und erfolgte damit um 1 Sekunde später als im Referenzjahr. Das Toleranzband der Spannung wurde wiederum nicht verletzt und es haben sich der Höchstwert von 20,9 kV sowie der minimale Spannungswert von 18,8 kV ergeben.

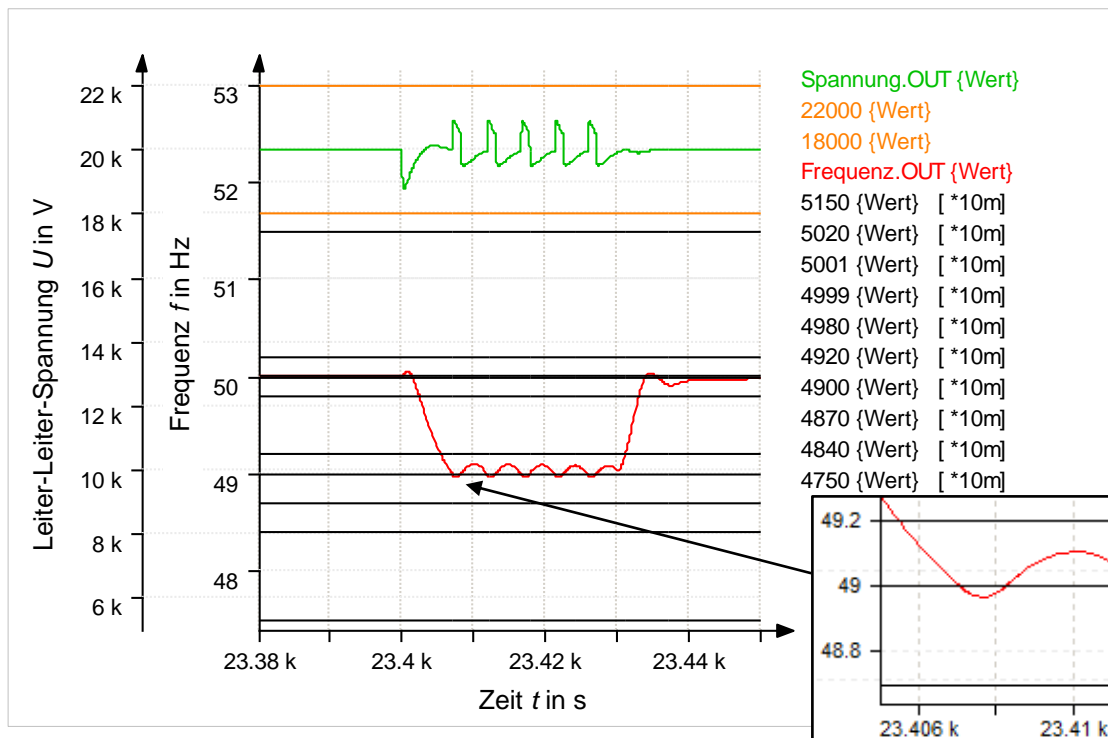


Abbildung 75: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.6 dynamische Betrachtung des Jahres 2035 (J-, P+ und J+)

Mit dieser Simulationsvariante wird die Wirkung die ein erhöhtes Netzträgheitsmoment und eine Leistungserhöhung auf das Stromnetz im Jahr 2035 haben nachgebildet (siehe Abb. 76). Das Netzträgheitsmoment ist von $5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ auf $8,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ (durch die eingebundenen Windkraftanlagen in die Momentanreserve) angestiegen und die zusätzliche Wirkleistung von Photovoltaikanlagen ist in dem Fall des um 6:30 Uhr (23400 s) eintretenden Lastsprunges auf etwa 2,0 GW angewachsen (siehe Abbildung 76, rechts unten). Dies ist eine direkte Folge des vergrößerten Anteiles der regenerativen Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung im Jahr 2035. So ist nicht nur der Wirkleistungsanteil gestiegen, sondern auch die Blindleistungsbereitstellung aus regenerativer Erzeugung. Der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Stromerzeugung ist somit von 70% (Jahr 2015) auf 40% reduziert worden. Die Abbildungen 77 und

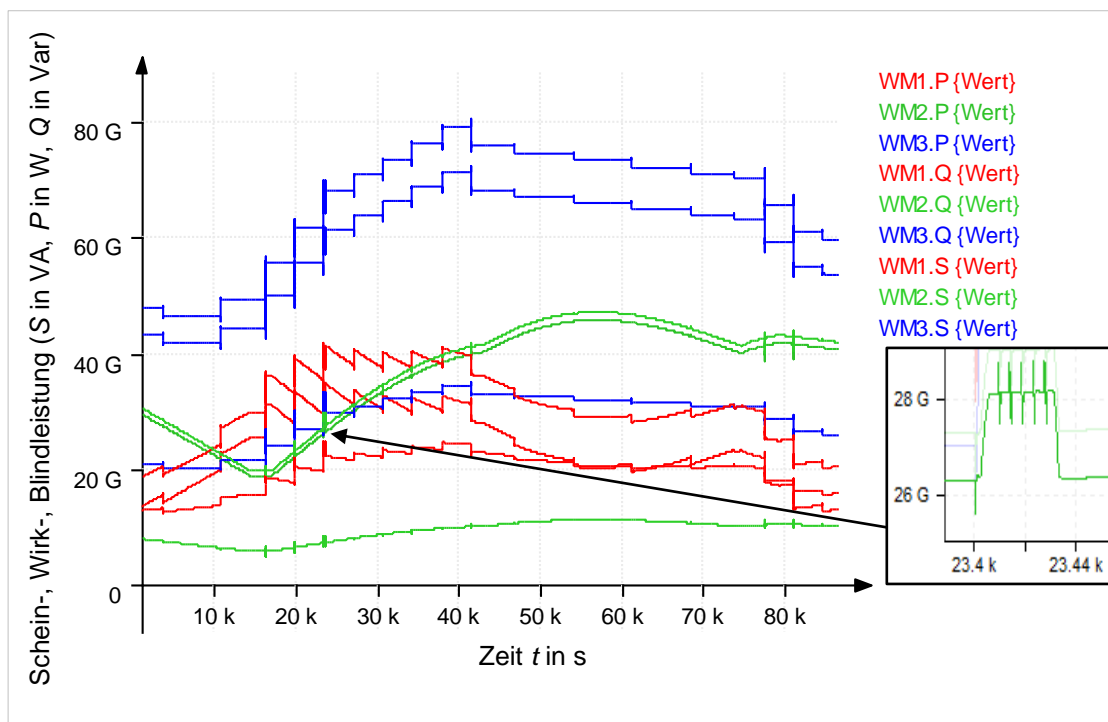


Abbildung 76: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung

78 zeigen den sich ergebenden Spannungs- und Frequenzverlauf. Es ist ersichtlich, dass sich bei der Spannung im Vergleich zum Jahr 2015 kaum Änderungen ergaben, lediglich der Frequenzverlauf weist nennenswerte Unterschiede auf. So

wird der „erste“ Lastabwurf nach ca. 9 Sekunden initiiert und durch die zusätzliche Leistung vom Kraftwerk *Photovoltaik* wurde der minimale Frequenzwert erhöht.

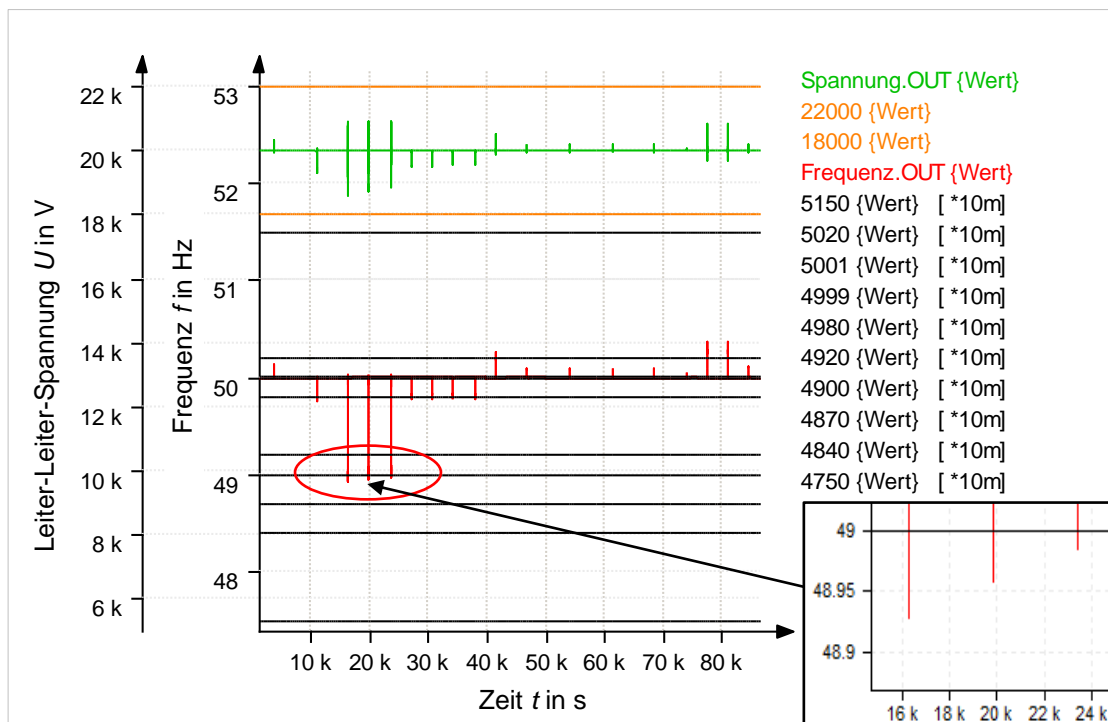


Abbildung 77: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

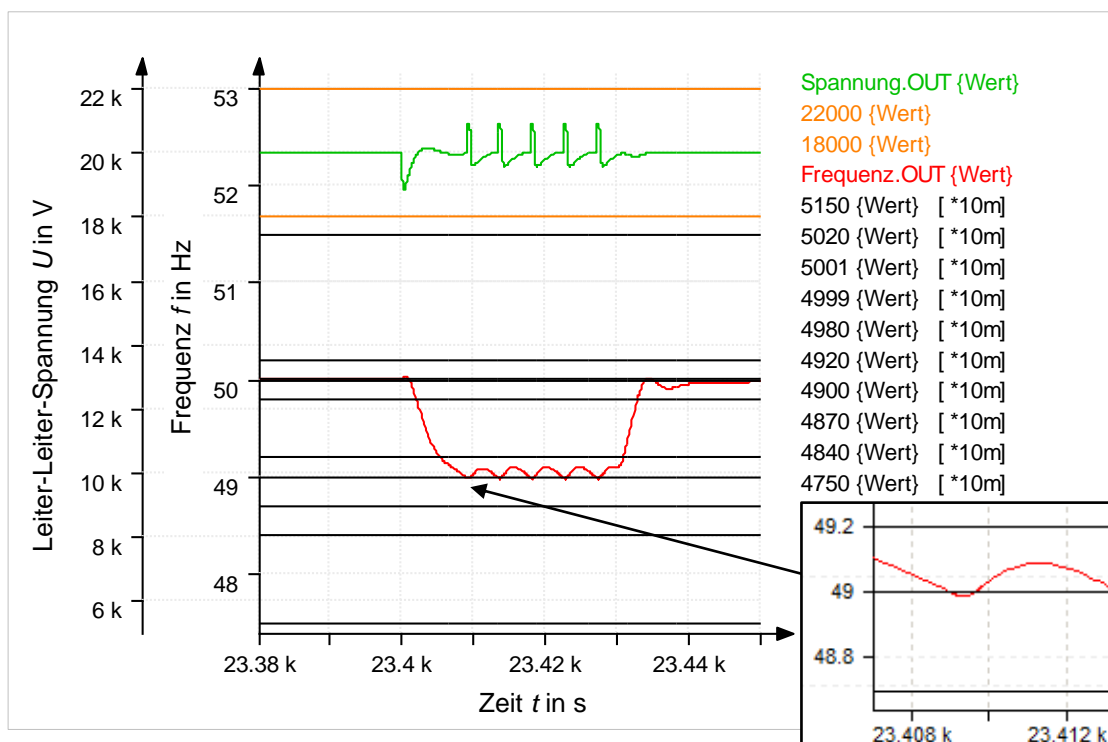


Abbildung 78: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

4.2.7 dynamische Betrachtung des Jahres 2050 (J-, P+ und J+)

Diese dynamische Betrachtung des Jahres 2050 erfolgt mit den bekannten Parametern des Jahres 2050 (J- und J+, siehe Abbildung 50) und einer Leistungssteigerung im Falle eines Lastsprunges. Die Abbildung 79 zeigt, dass sich der Leistungsverbrauch (blauer Verlauf) im Vergleich zum Referenzjahr 2015 aufgrund der Speicherzuschaltung zu gewissen Zeitpunkten erhöht hat. Diese Zuschaltung erfolgt deshalb, weil die regenerativen Energieträger (grüner Verlauf) nun einen sehr großen Anteil (80%) an der Stromerzeugung ausmachen und gelegentlich der eigentliche Verbrauch geringer ist als die erzeugte Leistung. Wobei für das konventionelle Einspeiseverhalten (roter Verlauf) der festgelegte Minimalwert von 6 GW weiterhin gilt, um den „Abschaltgrad“ der konventionellen Kraftwerke nicht zu stark absinken zu lassen. Die zusätzliche Wirkleistung von dem Kraftwerk *Photovoltaik* hat durch die erhöhte regenerative Einspeisung eine weitere Steigerung erfahren, so hat sich ein Wert von 2,6 GW (34,4 GW auf 37,0 GW) bei der Zeit 6:30 Uhr ergeben (siehe Abbildung 79, rechts unten). In Bezug auf die Blindleistungserzeugung übernehmen die regenerativen Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 nun einen deutlich größeren Anteil als im Jahr 2015.

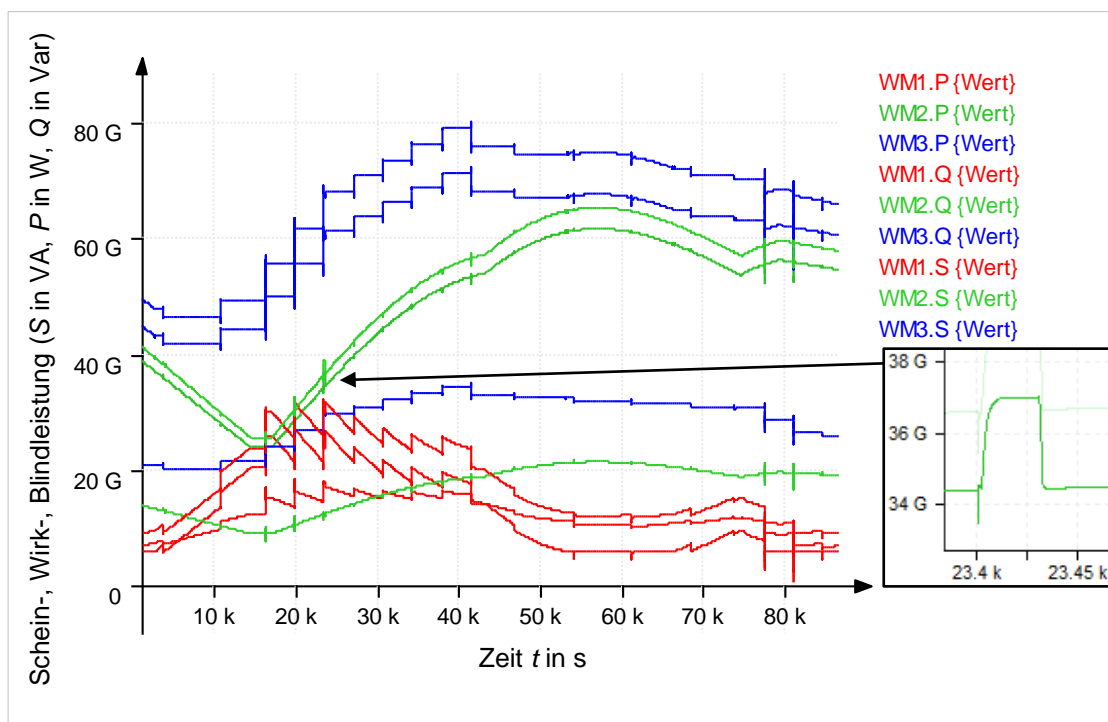


Abbildung 79: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung

Die Abbildung 80 stellt den sich ergebenden Spannungs- und Frequenzverlauf des Tageslastganges im Jahr 2050 dar. Im Vergleich zum Referenzjahr 2015 ist ersichtlich, dass es sowohl beim Frequenzverlauf als auch beim Spannungsverlauf zu einer markanten Verbesserung gekommen ist. Durch die Leistungssteigerung und die Netzträgheitsmomentenerhöhung ist der Lastabwurf bei dem dritten 6,3 GVA großen Lastsprung zum Zeitpunkt 6:30 Uhr (23400 s) nicht ausgelöst worden und in Folge dessen ist die resultierende Spannungsüberhöhung nicht eingetreten. Weiterhin sind die minimalen Frequenzwerte gestiegen und der geringste Wert erreicht nun eine Frequenz von 48,94 Hz. Während sich im Jahr 2015 noch ein Wert von 48,85 Hz ergab. Durch die Zuschaltung der Speicher sind die beiden 4,7 GVA großen „negativen“ Lastsprünge des Tageslastganges, die sich zwischen 21 Uhr (77000 s) und 23 Uhr (82000 s) ereignen würden, „entfallen“ und durch den sich ergebenden Verbrauchsverlauf entstehen zwei abklingende Spannungsschwingungen im Simulationsmodell. Diese modellbedingten Schwingungen halten für etwa 20 Sekunden an und deren Spannungsamplituden liegen zwischen 20,8 kV und 19,2 kV (siehe Abbildung 80, rechts oben).

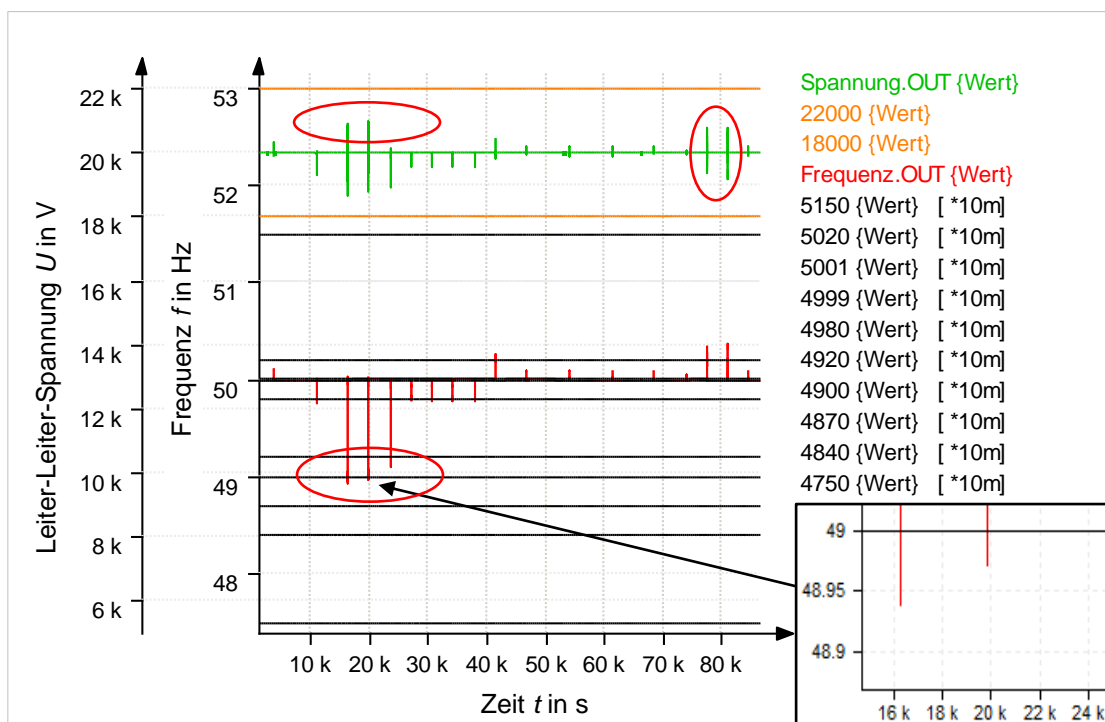


Abbildung 80: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)

Mit Abbildung 81 wird der Lastsprung der sich um 6:30 Uhr (23400 s) ereignet noch einmal detaillierter veranschaulicht. Es ist erkennbar, dass die Spannung in Folge des „positiven“ Lastsprunges auf 18,9 kV einbricht und danach wieder an die Nennspannung (20 kV) an geregelt wird. Durch die zusätzlich eingespeiste Wirkleistung von 2,6 GW aus Photovoltaikanlagen kann der Lastsprung stark genug begrenzt werden damit die resultierende Sprunghöhe in Verbindung mit dem erhöhten Netzträgheitsmoment zu einen geringeren Frequenzabfall führen. Dieser geringe Frequenzgradient und die nach 30 Sekunden einsetzende Sekundärregelung sorgen dafür, dass der Lastabwurf nicht benötigt wird.

Der zweite Spannungseinbruch, der mit einsetzender Sekundärregelung eintritt, entsteht durch den schnellen Frequenzanstieg. Dadurch wird die Wirkung des Verbraucherselbstregeleffektes aufgehoben und ein sprungähnlicher Lastanstieg (vergleichbar mit einem „positiven“ Lastsprung geringer Höhe) erfolgt. Dieser „Sprung“ wird durch die Sekundärregelung mit ausgeglichen, generiert jedoch zuvor den sichtbaren Spannungseinbruch (siehe Abbildung 81, rechts oben).

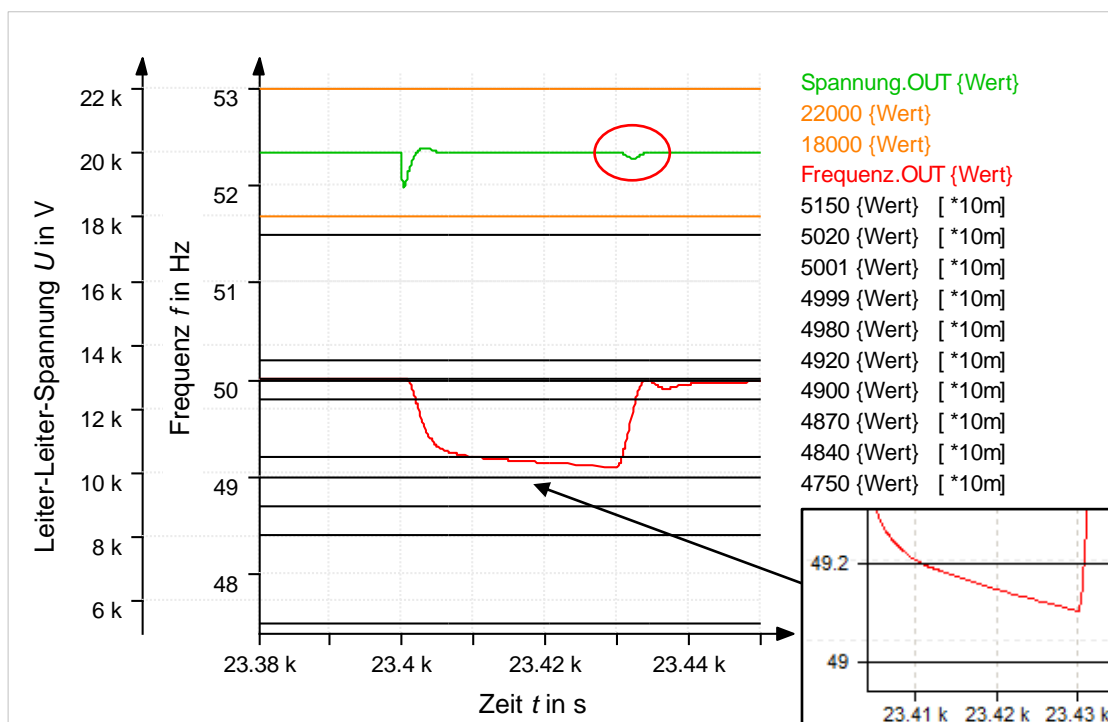


Abbildung 81: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)

5 Abschließende Bemerkungen und Fazit

5.1 Bemerkungen zum Grundmodell

Das Grundmodell stellt eine stark vereinfachte und kompakte Darstellung des deutschen Stromnetzes und deren Regeleinrichtungen dar. Durch die Vergabe von spezifischen Parametern sind die einzelnen Jahressimulationen entstanden. Diese Parameter sind zu einem Großteil aus offiziellen und namhaften Quellen entnommen worden, jedoch kann auch mit diesen Werten keine absolute Genauigkeit erreicht werden. Eine präzisere Bestimmung bzw. eine praktische Verifizierung dieser Parameter wäre sinnvoll. Allen voran sind die Parameter des *Generator* Modellobjektes (*G1*) wie Reaktanz- und Resistanzwert sowie die Zeitkonstanten zu überprüfen, um die Spannungsgenauigkeit zu erhöhen. In Bezug auf die sinkende konventionelle Einspeisung in Deutschland und die damit in Verbindung stehende Reduzierung von Grundlastkraftwerken, ist eine nachteilige Rückwirkung auf den Maximalwert der Primärregelleistung des europäischen Verbundnetzes zu erwarten. Dieser mögliche Rückgang ist im Grundmodell nicht mit umgesetzt worden und der Parameter ist bei allen Jahresbetrachtungen konstant geblieben.

Durch die Verwendung von konstanten Impedanzen als Verbraucher (um numerische Probleme im Simulationsprogramm zu umgehen) ist die Tatsache vernachlässigt worden, dass es im Stromnetz auch Verbraucher mit konstanter Leistung gibt. Dies könnte mitunter dazu geführt haben, dass die Simulationsergebnisse von den realen Werten teilweise erheblich abweichen. Weiterhin besteht bei den dynamischen Simulationen das Problem, dass das *Generator* Modellobjekt keine zeitlichen Änderungen am Trägheitsmoment übernimmt. Dadurch mussten die dynamischen Simulationen mit einem Konstantwert durchgeführt werden, was dazu führte, dass das wirksame Netzträgheitsmoment zu gewissen Zeitpunkten des Tageslastganges im Modell zu groß bzw. zu klein war.

Dieses Simulationsmodell stellt durch die vielen Festlegungen und Näherungen nur eine relativ grobe Nachbildung des deutschen Stromnetzes dar, kann aber dessen tendenzielle Entwicklung und deren Auswirkungen verdeutlichen.

5.2 Fazit bezüglich der Simulationen

In Hinblick auf die Simulationsergebnisse der statischen und dynamischen Betrachtungen kann feststellend behauptet werden, dass ein jeder Lastsprung der geringer ist als die Primärregelleistung (3,0 GW mechanisch) gut beherrscht werden wird und es zu keinem Lastabwurf bei einem fehlerfreien Betrieb der Primärregelung kommen sollte. Das Netzträgheitsmoment spielt in diesem Bereich eine eher untergeordnete Rolle, so wird der Frequenzgradient zwar von deren Höhe bestimmt, ist aber bei einer schnell einsetzenden Primärregelung nebensächlich. Hingegen sind Lastsprünge deren Höhe die Primärregelleistung übersteigen äußerst kritisch. Bereits eine geringe Überhöhung (z.B. 0,5 GW) in Kombination mit einem kleinen Netzträgheitsmoment kann zu einem starken Frequenzabfall führen (bis hin zum Lastabwurf). In diesen Fällen sind eine schnell einsetzende Primärregelung und ein „ausreichend“ großes Netzträgheitsmoment von essentieller Bedeutung. Jedoch bei Lastsprüngen (z.B. 10,0 GW), welche die Primärregelleistung mehrfach übersteigen ist ein Ansprechen des Lastabwurfes gewiss und kann von Primärregelung und Momentanreserve allein nicht bewältigt werden. Selbst das Bereitstellen von zusätzlicher Energie durch Photovoltaikanlagen kann bei solch extremen Lastsprüngen lediglich den Grad des Lastabwurfes verändern. Dennoch bietet diese Variante eine Möglichkeit die Lastsprünge mit geringer Überhöhung kompensieren zu können, ohne dass das Netzträgheitsmoment um ein Vielfaches gesteigert werden müsste. Es wird daher der Wert des Netzträgheitsmomentes aus dem Jahr 2015 als „ausreichend“ groß angesehen und die Empfehlung gegeben, diesen Wert bis ins Jahr 2050 und darüber hinaus durch geeignete Maßnahmen konstant zu halten (z.B. durch die Einbindung von Windkraftanlagen in die Momentanreserve) und die Photovoltaikanlagen mit der Funktionalität einer frequenzabhängigen Leistungssteigerung zu versehen. Diese zusätzliche Energie aus Photovoltaikanlagen könnte außerdem den möglichen Rückgang bei der Primärregelleistung, zu gewissen Tageszeiten (Sonneneinstrahlung vorausgesetzt), ausgleichen.

Weiterhin sollte der gesamte Lastabwurf insoweit überprüft werden, dass bei einer Aktivierung nur Verbraucher weggeschaltet werden und möglichst keine Erzeugungsanlagen davon betroffen sind.

Formelzeichenverzeichnis

ω	Winkelgeschwindigkeit	s^{-1}
ω_r	Winkelgeschwindigkeit bei 50 Hz	s^{-1}
n	Drehzahl	min^{-1}
t	Zeit	s
T_{Netz}	Netzanlaufzeitkonstante	s
M	Drehmoment	Nm
M_B	Bezugsdrehmoment	Nm
p	Polpaarzahl	-
J	Trägheitsmoment	kgm^2
J_{Netz}	Netzträgheitsmoment	kgm^2
J_{Wind}	zusätzliches Trägheitsmoment durch Windkraft	kgm^2
U	Nennspannung (Leiter-Leiter-Effektivwert)	V
S_{rG}	Nennscheinleistung aller konventionellen Kraftwerke	VA
P_J	Gesamtleistung aller Kraftwerke mit Trägheitsmoment	VA
P_{Wind}, P_W	Wirkleistung der Windkraft	W
P_x	Wirkleistung (Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser)	W
Q_x	Blindleistung (Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, Laufw.)	Var
k_p	Verstärkungswert der Primärregelung	min
pl_{max}	maximaler Wert der Primärregelung	-
K_S	Berechnungsfaktor (Sekundärregelung)	$\text{Nm} \cdot \text{s}$
τ_1	Zeitkonstante des Vorhalts (Sekundärregelung)	s
τ_0	Zeitkonstante des I-Gliedes (Sekundärregelung)	s
τ_{Turbine}	Zeitkonstante der Turbine	s
s	Laplace-Operator	s^{-1}

Abkürzungsverzeichnis

EEG Erneuerbare Energien Gesetz

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Portunus.....	2
Abbildung 2: Cerberus 9.1 (links im Bild) und Cerberus 10.0 (rechts im Bild)	3
Abbildung 3: das unabhängige Einstellen von Wirk- und Blindleistung	4
Abbildung 4: Aufteilung der Energieträger (vgl. [3] und [4]).....	5
Abbildung 5: regenerative Kraftwerke	6
Abbildung 6: konventionelle Kraftwerke	7
Abbildung 7: Last/Verbraucher.....	7
Abbildung 8: frequenzabhängiger Lastabwurf (vgl. [5], S. 191).....	8
Abbildung 9: Parametrierung des Generator Modellobjektes (G1).....	8
Abbildung 10: Primär- und Sekundärregelung	9
Abbildung 11: Spannungsregelung	10
Abbildung 12: Leistungsreduzierung	11
Abbildung 13: Leistungserhöhung	12
Abbildung 14: Speicherregelung	12
Abbildung 15: Kennlinienverschiebung des Asynchronmotors in Folge einer Frequenzänderung.....	13
Abbildung 16: Verbraucherselbstregeleffekt	14
Abbildung 17: Verlauf des gewählten Lastganges	14
Abbildung 18: mechanisches Vergleichsmodell, erster Teil	15
Abbildung 19: mechanisches Vergleichsmodell, zweiter Teil	16
Abbildung 20: Übersicht zu den statischen Simulationen.....	20
Abbildung 21: Modellparameter des Jahres 2015 (Referenz)	21
Abbildung 22: Jahr 2015 (Referenz) 2,0 GW Lastsprung.....	22
Abbildung 23: Jahr 2015 (Referenz) 3,5 GW Lastsprung.....	23
Abbildung 24: Jahr 2015 (Referenz) 10,0 GW Lastsprung.....	24
Abbildung 25: Modellparameter des Jahres 2025 (J-).....	25
Abbildung 26: Jahr 2025 (J-) 2,0 GW Lastsprung	26
Abbildung 27: Jahr 2025 (J-) 3,5 GW Lastsprung	27
Abbildung 28: Jahr 2025 (J-) 10,0 GW Lastsprung	28
Abbildung 29: Modellparameter des Jahres 2035 (J-).....	29
Abbildung 30: Jahr 2035 (J-) 2,0 GW Lastsprung	30
Abbildung 31: Jahr 2035 (J-) 3,5 GW Lastsprung	31
Abbildung 32: Jahr 2035 (J-) 10,0 GW Lastsprung	32
Abbildung 33: Modellparameter des Jahres 2050 (J-).....	33
Abbildung 34: Jahr 2050 (J-) 2,0 GW Lastsprung	34
Abbildung 35: Jahr 2050 (J-) 3,5 GW Lastsprung	35
Abbildung 36: Jahr 2050 (J-) 10,0 GW Lastsprung	36
Abbildung 37: Jahr 2025 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung.....	37
Abbildung 38: Jahr 2025 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung.....	38

Abbildung 39: Jahr 2035 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung.....	39
Abbildung 40: Jahr 2035 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung.....	40
Abbildung 41: Jahr 2050 (J- und P+) 3,5 GW Lastsprung.....	41
Abbildung 42: Jahr 2050 (J- und P+) 10,0 GW Lastsprung.....	42
Abbildung 43: Modellparameter des Jahres 2025 (J- und J+).....	43
Abbildung 44: Jahr 2025 (J- und J+) 2,0 GW Lastsprung	44
Abbildung 45: Gegenüberstellung Jahr 2015 (links) und Jahr 2025 (rechts)....	44
Abbildung 46: Jahr 2025 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung	45
Abbildung 47: Jahr 2025 (J- und J+) 10,0 GW Lastsprung	46
Abbildung 48: Modellparameter des Jahres 2035 (J- und J+).....	47
Abbildung 49: Jahr 2035 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung	48
Abbildung 50: Modellparameter des Jahres 2050 (J- und J+).....	49
Abbildung 51: Jahr 2050 (J- und J+) 3,5 GW Lastsprung	50
Abbildung 52: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung.....	51
Abbildung 53: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung.....	52
Abbildung 54: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung.....	53
Abbildung 55: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung.....	54
Abbildung 56: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) 3,5 GW Lastsprung.....	55
Abbildung 57: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) 10,0 GW Lastsprung.....	56
Abbildung 58: Übersicht zu den dynamischen Simulationen.....	57
Abbildung 59: Jahr 2015 (Referenz) Leistungseinspeisung	58
Abbildung 60: Jahr 2015 (Referenz) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	59
Abbildung 61: Jahr 2015 (Referenz) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug)	60
Abbildung 62: Jahr 2025 (J-) Leistungseinspeisung.....	61
Abbildung 63: Jahr 2025 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	62
Abbildung 64: Jahr 2025 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	63
Abbildung 65: Jahr 2035 (J-) Leistungseinspeisung.....	64
Abbildung 66: Jahr 2035 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	65
Abbildung 67: Jahr 2035 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	66
Abbildung 68: Jahr 2050 (J-) Leistungseinspeisung.....	67
Abbildung 69: Jahr 2050 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	68
Abbildung 70: zeitliche Aktivierung der Speicher	69
Abbildung 71: Jahr 2050 (J-) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	69
Abbildung 72: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung	70
Abbildung 73: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	71
Abbildung 74: Vergleich Jahr 2015 (links) und Jahr 2025 (rechts)	71
Abbildung 75: Jahr 2025 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	72

Abbildung 76: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung	73
Abbildung 77: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	74
Abbildung 78: Jahr 2035 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	74
Abbildung 79: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Leistungseinspeisung	75
Abbildung 80: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (24 h Lastgang)	76
Abbildung 81: Jahr 2050 (J-, P+ und J+) Frequenz- und Spannungsverlauf (Auszug).....	77

Literaturverzeichnis

a.) verwendete Literatur

- [1] Adapted Solutions GmbH. URL: <http://www.adapted-solutions.com/web/pdf/PortunusInfoD_A_10.pdf>, 18.08.2016.
- [2] Adapted Solutions GmbH. URL: <<http://www.adapted-solutions.com/web/pdf/Cerberus6Info.pdf>>, 18.08.2016.
- [3] Die Bundesregierung. URL:
<https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1_Allgemeines/1_warum/_node.html>,
<<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html?nn=392516#Start>>,
18.08.2016.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL:
<<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>>,
<<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bruttostromerzeugung-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>,
18.08.2016.
- [5] Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R.: Elektrische Kraftwerke und Netze.
- Aufl. 7 - Ort: Berlin Heidelberg, Springer-Verlag, 2011
- [6] Dr. Gobmaier GmbH, *Netzfrequenzmessung*. URL:
<http://www.netzfrequenzmessung.de/frequ_info.htm>, 18.08.2016.
- [7] TenneT TSO GmbH. URL:
<<http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/tennet-NAR2015deu.pdf>>, 29.06.2016. (nicht mehr erreichbar, PDF-Datei wird auf dem Datenträger zur Arbeit hinterlegt)
- [8] Forschungszentrum Jülich GmbH, *EnArgus*. URL:
<https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d4841754-2/*/*Selbstregelleffekt%20des%20Netzes.html?search=Netzselbstregelleffekt&op=Wiki.getwiki>, 18.08.2016.

-
- [9] Agora Energiewende. URL: <<https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>>, 18.08.2016.
- [10] SIEMENS. URL: <http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-generation/wind-power/E50001-W310-A169-X-4A00_WS_SWT_3-6_120_US.pdf>, 18.08.2016, Seite 8-9.
- [11] VDE. URL:
<https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/documents/dr_grebe_50-2-hz-problem.pdf>, 23.09.2016.

b.) weiterführende Literatur

- [12] Adapted Solutions GmbH. URL: <http://www.adapted-solutions.com/web/pdf/Cerberus_9.0_News.pdf>, 18.08.2016.

Anlagen

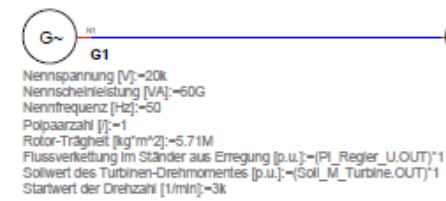
Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 1.....	A-1
Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 2.....	A-2
Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 1.....	A-3
Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 2.....	A-4
Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 1.....	A-5
Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 2.....	A-6
Anlage 4: Herleitung des Windzusatzwertes	A-7
Anlage 5: Herleitung des bezogenen Resistanzwertes	A-9
Anlage 6: Berechnungen	A-10

Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 1

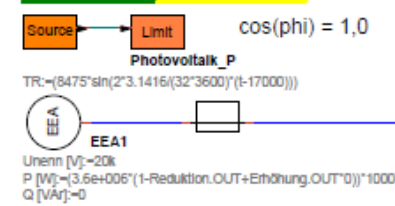
statisches Modell 2015 (70/30):

Stromnetz:

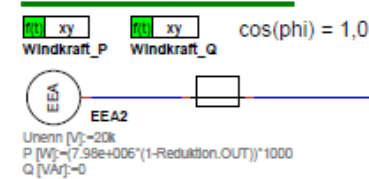
Verbundnetz:



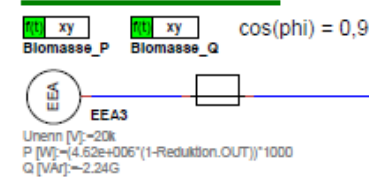
Photovoltaik (6,0%):



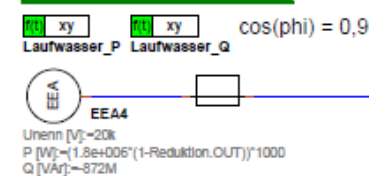
Windkraft (13,3%):



Biomasse (7,7%):



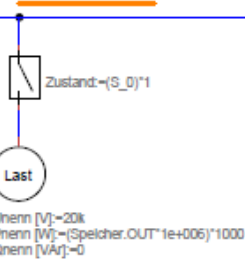
Laufwasser (3,0%):



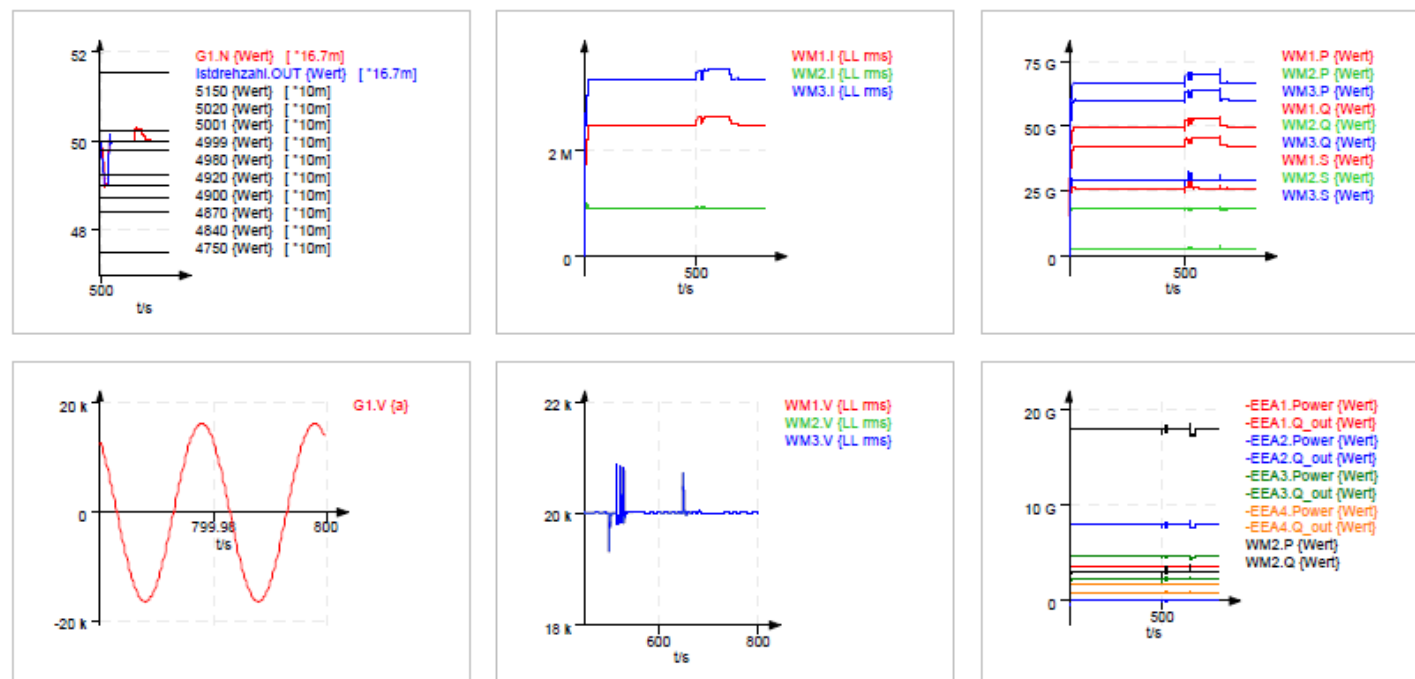
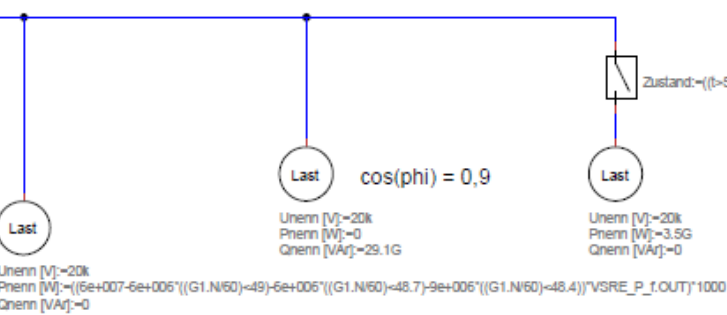
Leitungen:

Ur [V]: 20k

Speicher:



Lastgang (60 GW konst. + Lastabwurf):

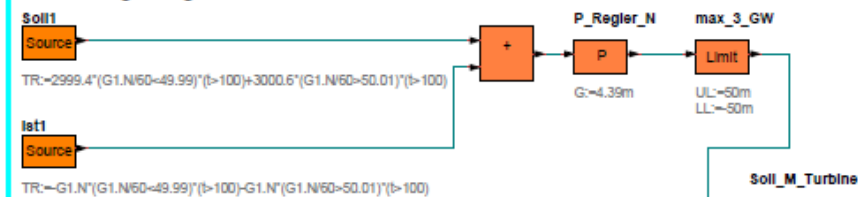


Anlage 1: Das Grundmodell (statisch), Teil 2

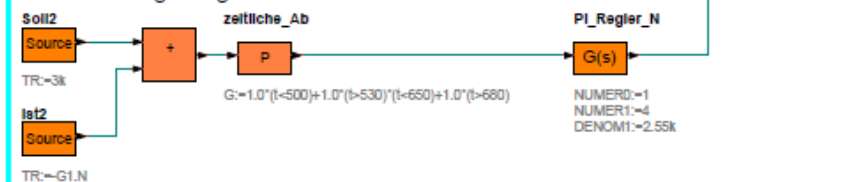
statisches Modell 2015 (70/30):

Drehzahlregelung:

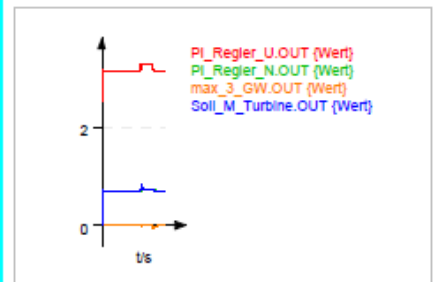
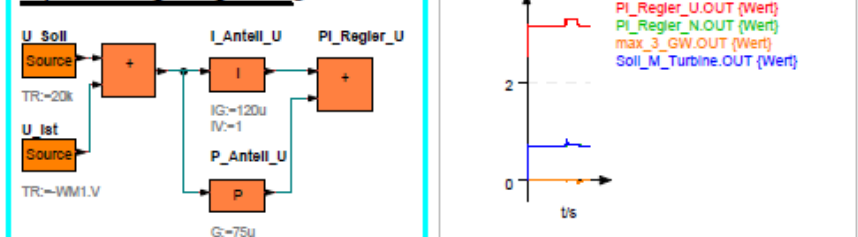
Primärregelung:



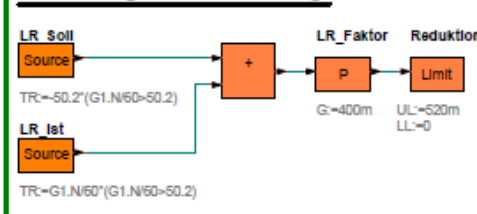
Sekundärregelung:



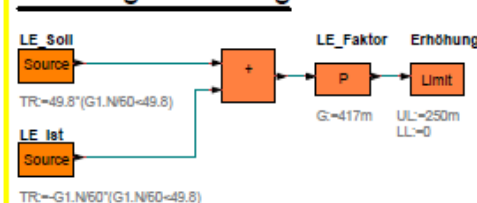
Spannungsregelung:



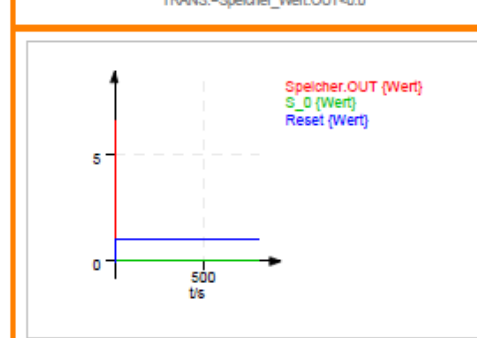
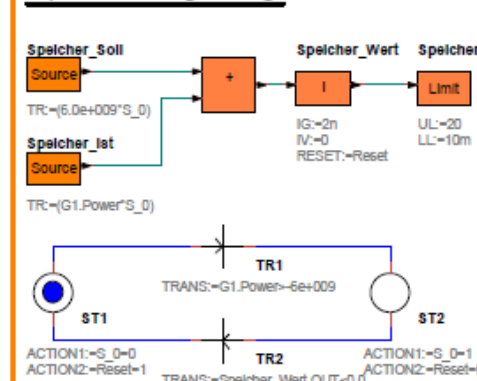
Leistungsreduzierung:



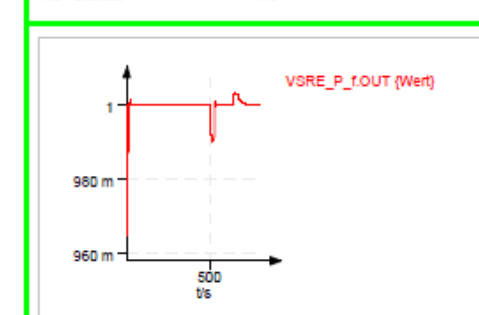
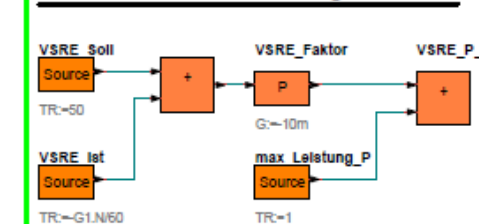
Leistungserhöhung:



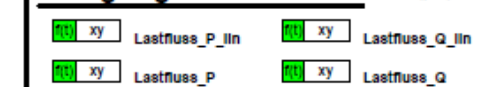
Speicherregelung:



Verbraucherselbstregelleffekt:

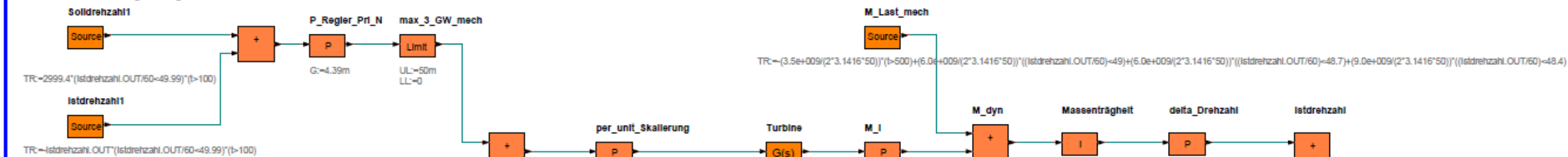


Lastgang vom 23.05.16: cos(phi) = 0,9



mechanisches Vergleichsmodell:

Primärregelung:



Sekundärregelung:

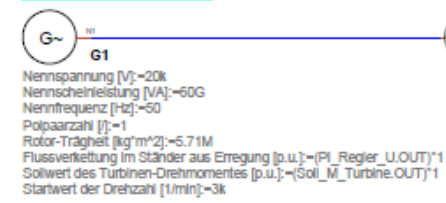


Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 1

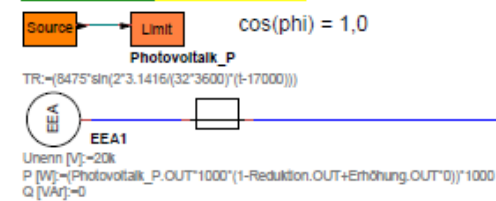
dynamisches Modell 2015 (70/30):

Stromnetz:

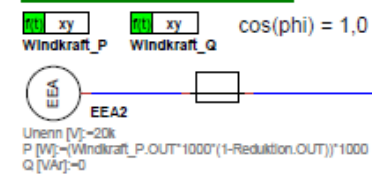
Verbundnetz:



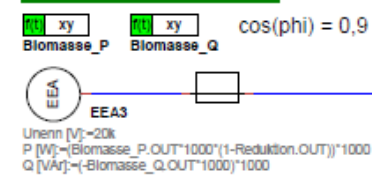
Photovoltaik (6,0%):



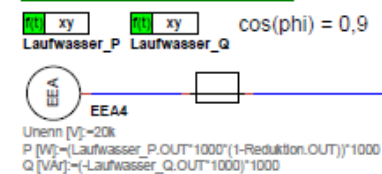
Windkraft (13,3%):



Biomasse (7,7%):



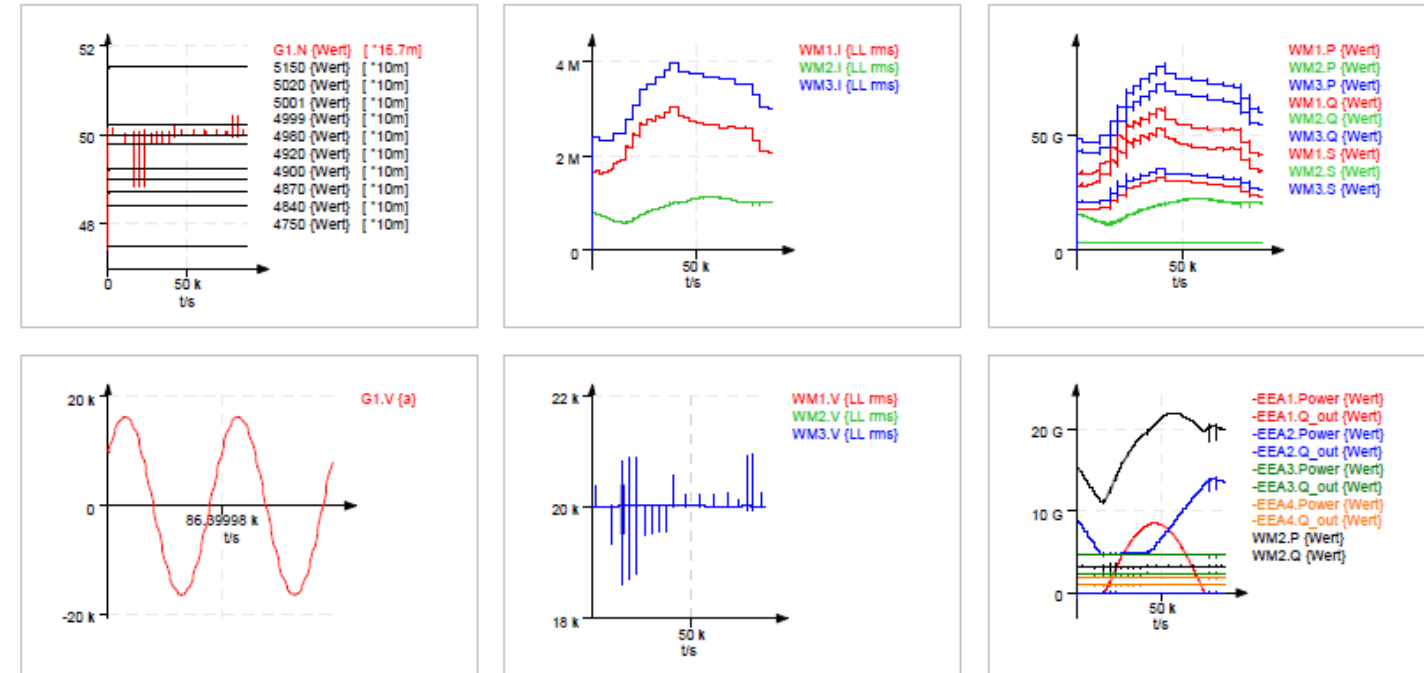
Laufwasser (3,0%):



Leitungen:

Speicher:

Lastgang (Tagesverlauf + Lastabwurf):

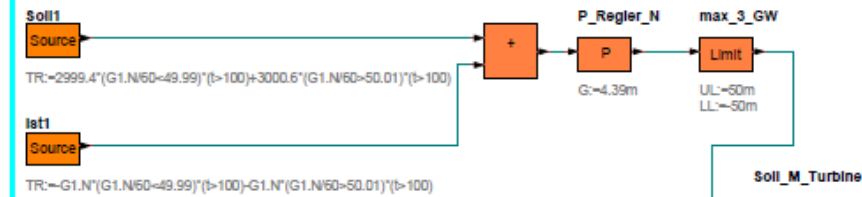


Anlage 2: Das Grundmodell (dynamisch), Teil 2

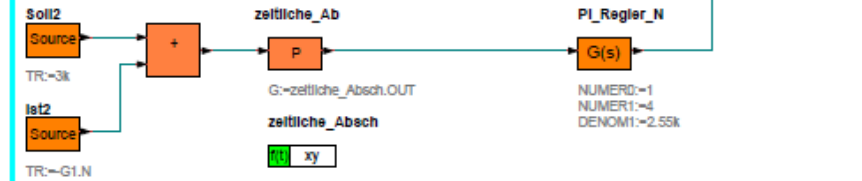
dynamisches Modell 2015 (70/30):

Drehzahlregelung:

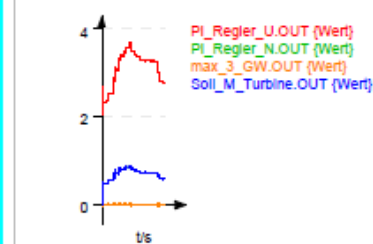
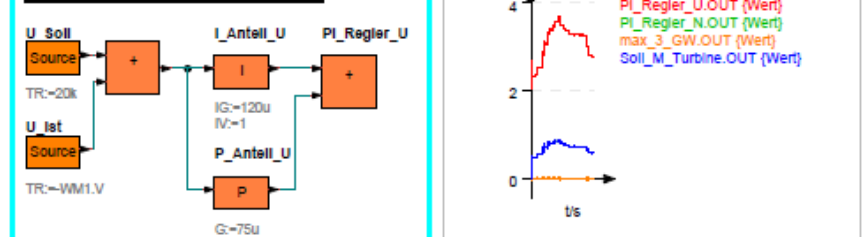
Primärregelung:



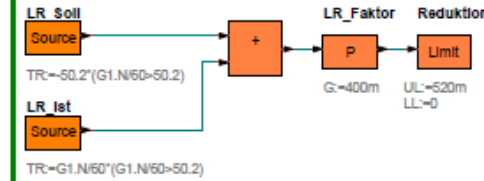
Sekundärregelung:



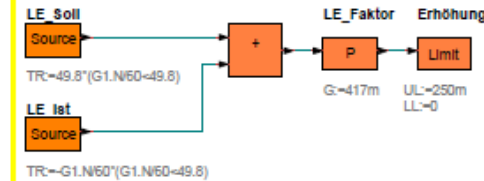
Spannungsregelung:



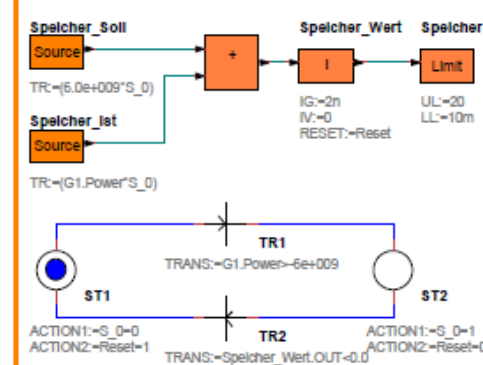
Leistungsreduzierung:



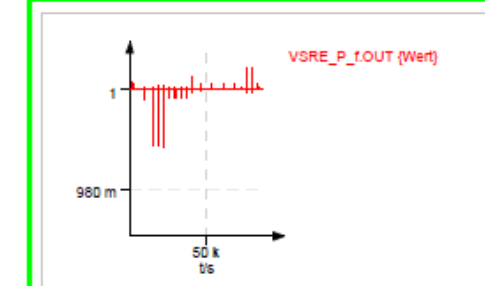
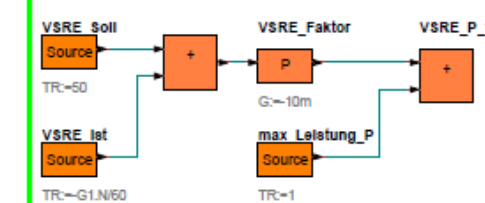
Leistungserhöhung:



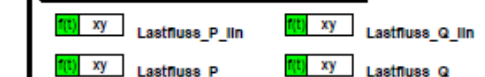
Speicherregelung:



Verbraucherselbstregeleffekt:

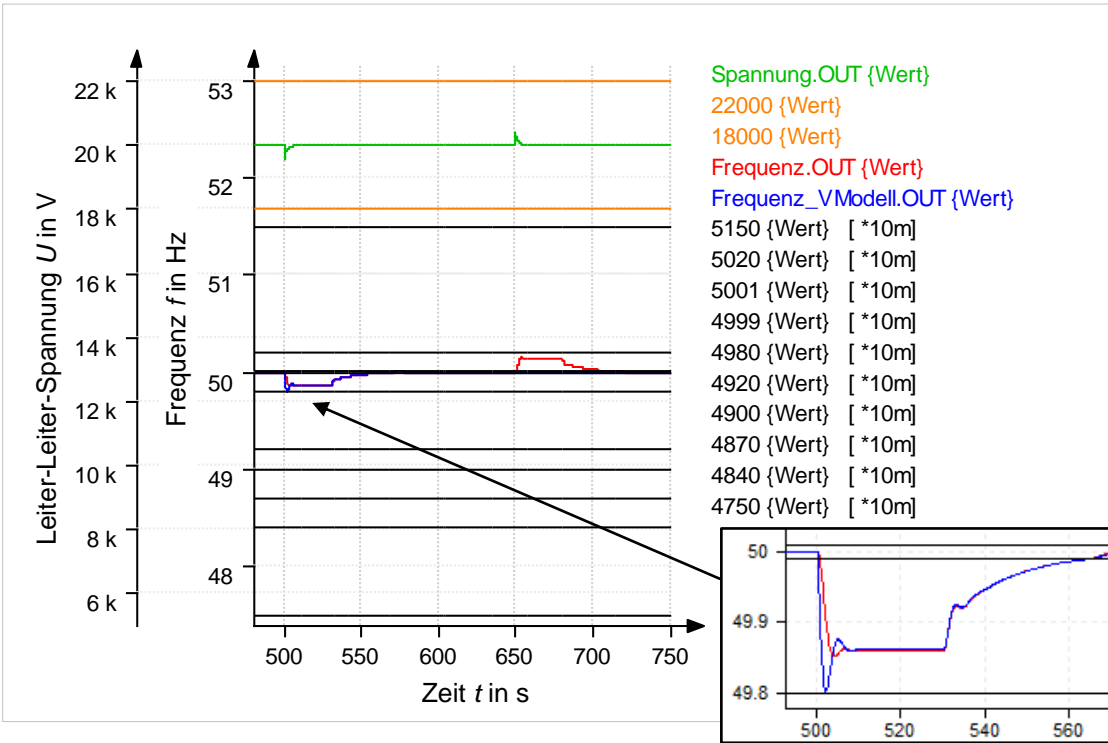


Lastgang vom 23.05.16: cos(phi) = 0,9

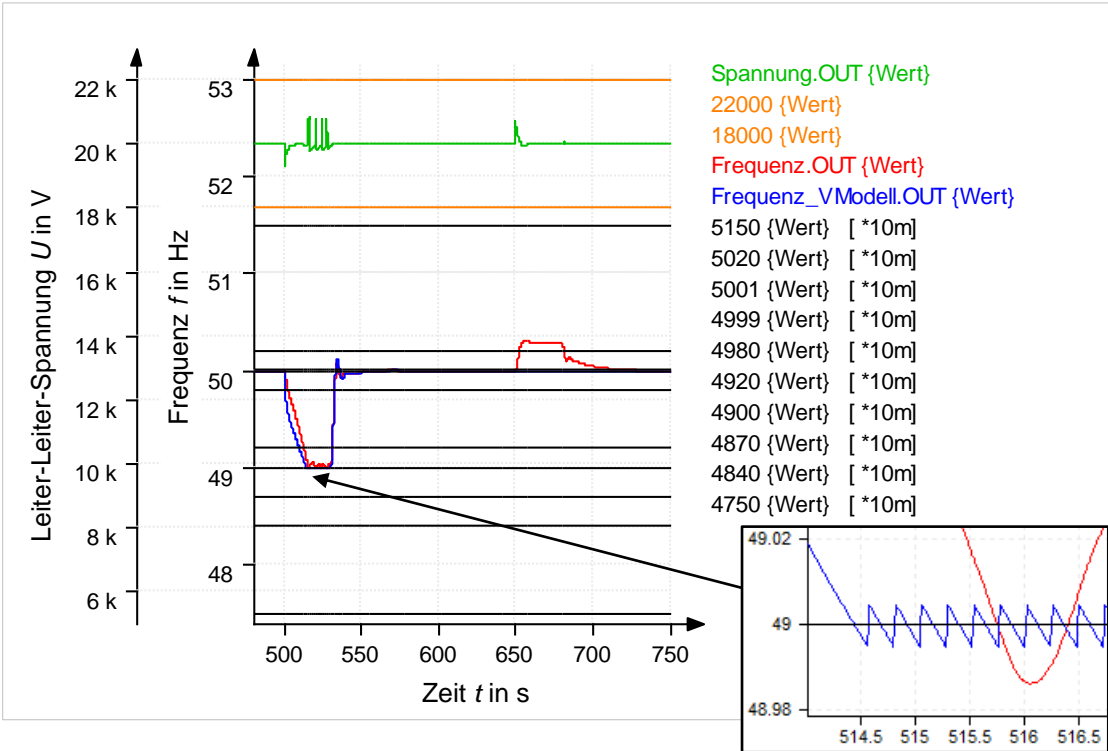


Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 1

Jahr 2015 (statisch) 2,0 GW Lastsprung

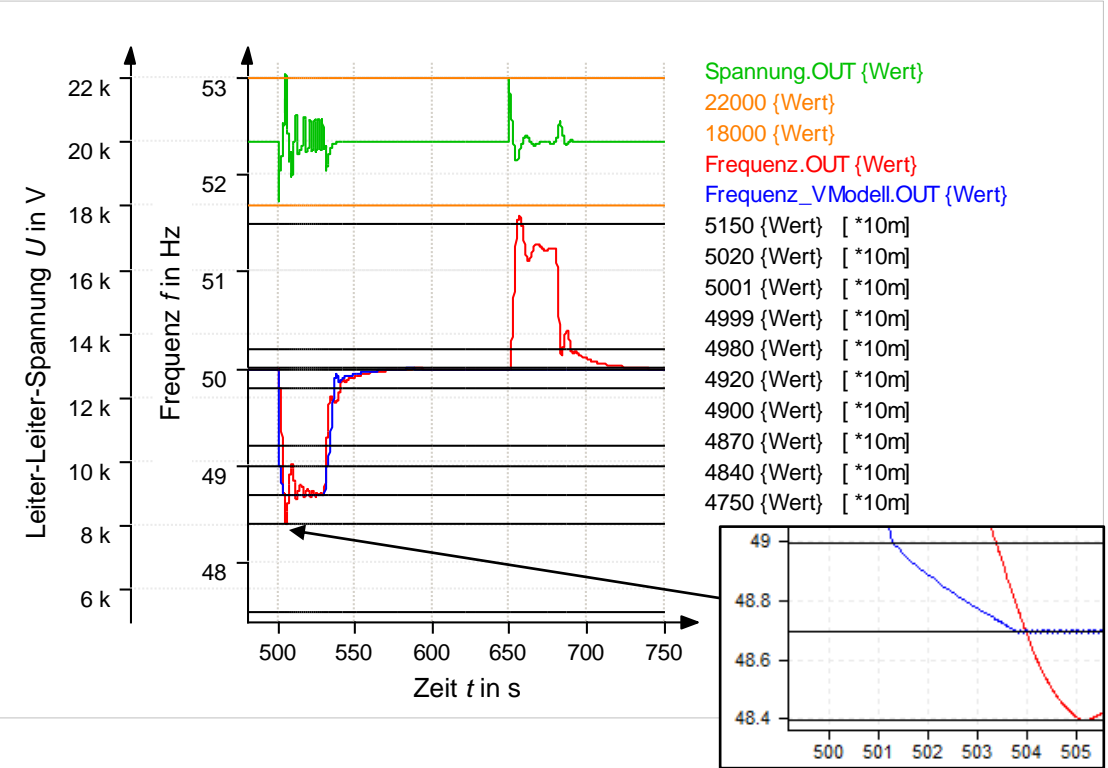


Jahr 2015 (statisch) 3,5 GW Lastsprung

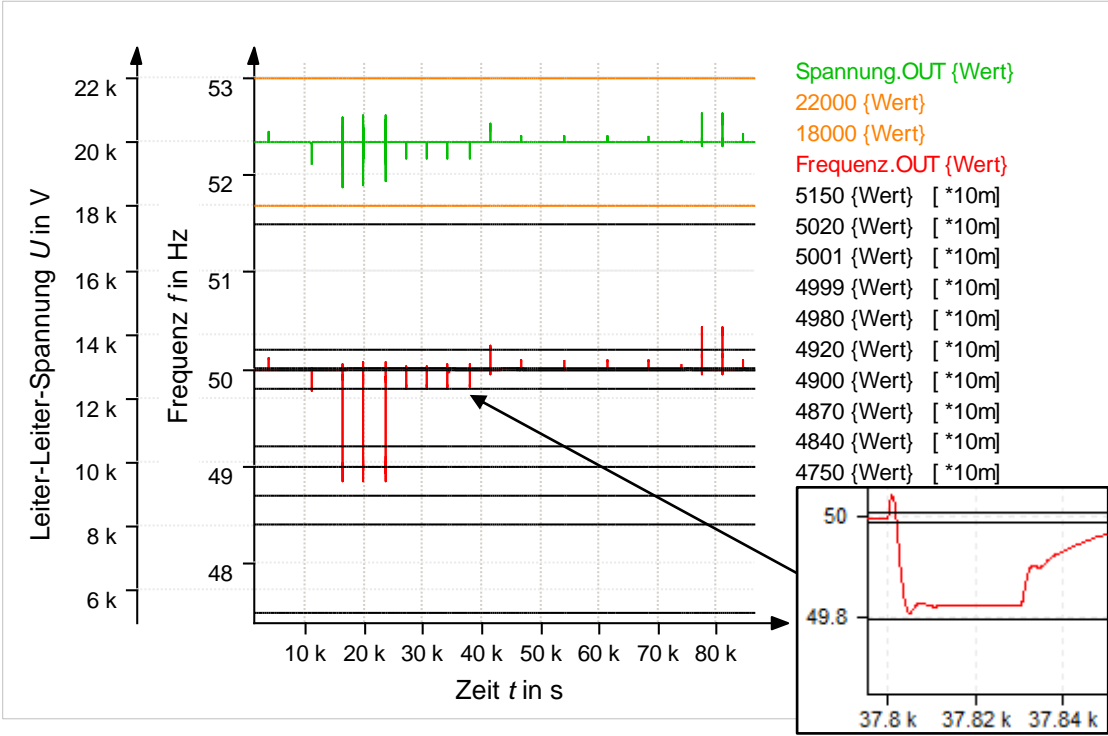


Anlage 3: Vergleichsabbildungen, Teil 2

Jahr 2015 (statisch) 10,0 GW Lastsprung



Jahr 2015 (dynamisch)



Anlage 4: Herleitung des Windzusatzwertes

Ausgehend von der Annahme die Flügel des Rotors einer Windkraftanlage als lange dünne Vollzylinder zu betrachten, gelten für die Berechnung des Trägheitsmomentes die folgenden zwei Gleichungen (siehe Abbildung A4.1).

$$J_x = \frac{1}{2} \cdot m \cdot r^2 \quad (\text{Gl. A4.1})$$

$$J_y = \frac{1}{4} \cdot m \cdot r^2 + \frac{1}{12} \cdot m \cdot l^2 = J_z \quad (\text{Gl. A4.2})$$

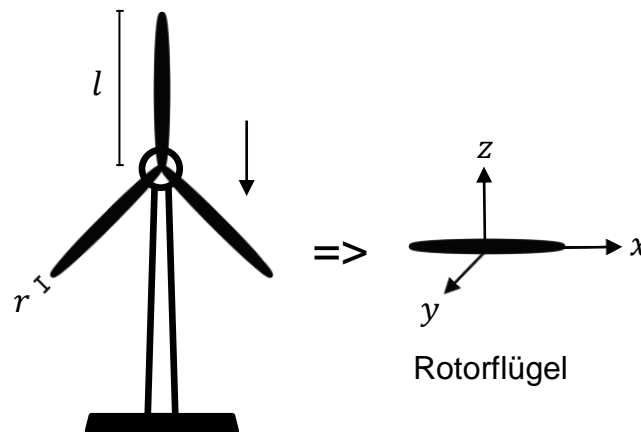


Abbildung A4.1: Trägheitsmomentbestimmung des Rotors einer Windkraftanlage

Da der Flügel des Windrades nach „unten rotiert“ (um dessen y-Achse) und der Satz von Steiner mit einem Schwerpunktradius (r_s) seine Anwendung findet, entsteht die Gleichung A4.3.

$$J_F = J_y + m \cdot r_s^2, m = \text{Masse des Flügels} \quad (\text{Gl. A4.3})$$

Unter der Annahme, dass der Radius des Flügels viel kleiner ist als dessen Länge, kann für das Gesamtträgheitsmoment des Rotors die vereinfachte Gleichung A4.4 aufgestellt werden.

$$J_R = 3 \cdot \left(\frac{1}{12} \cdot m \cdot l^2 + m \cdot r_s^2 \right) \quad (\text{Gl. A4.4})$$

Weiterhin bei Berücksichtigung des Getriebeübersetzungsverhältnisses (i_g) und des Getriebewirkungsgrades (η_g) ergibt sich die praxisnahe Endgleichung A4.5 für das auf die Generatorwelle bezogene Gesamtträgheitsmoment.

$$J_{ges} = 3 \cdot \left(\frac{1}{12} \cdot m \cdot l^2 + m \cdot r_s^2 \right) \cdot (i_g)^2 \cdot \eta_g \quad (\text{Gl. A4.5})$$

Eine Siemens SWT-3,6-120 Windkraftanlage hätte bei einem Schwerpunktradius von $r_s = 0,4 \cdot l$ und einem Getriebewirkungsgrades von $\eta_g = 0,85$ ein Gesamtträgheitsmoment von 5000 kgm^2 und würde ein $\frac{J_{Wind}}{P_{Wind}}$ Verhältnis von $1,39 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}}$ erzielen (siehe untere Rechnung). Für die Betrachtungen in dieser Arbeit wird ein Sicherheitsfaktor eingeführt und das $\frac{J_{Wind}}{P_{Wind}}$ Verhältnis von $1,0 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}}$ verwendet.

Rechnung (Daten siehe Abbildung A4.2):

$$J_{ges} = 3 \cdot \left(\frac{1}{12} \cdot 33,33 \text{ t} \cdot (58,5 \text{ m})^2 + 33,33 \text{ t} \cdot (0,4 \cdot 58,5 \text{ m})^2 \right) \cdot \left(\frac{1}{119} \right)^2 \cdot 0,85$$

$$J_{ges} = 4998,5 \text{ kgm}^2$$

$$\frac{J_{Wind}}{P_{Wind}} = \frac{4998,5 \text{ kgm}^2}{3600 \text{ kW}} = 1,39 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}}$$

Blades		Transmission system	
Type	B58	Coupling hub – shaft	Flange
Blade length	58.5 m	Coupling shaft – gearbox	Shrink disc
Root chord	4.2 m	Gearbox type	3-stage planetary/helical
Aerodynamic profile	NACA63.xxx, FFAxxx	Gearbox ratio	1:119
Material	GRE	Gearbox lubrication	Forced lubrication
Surface gloss	Semi-matte, < 30/ISO2813	Oil volume	Approx. 750 l
Surface color	Light grey, RAL 7035	Gearbox cooling	Separate oil cooler
		Gearbox designation	PZAB 3540
		Gearbox manufacturer	Winergy AG
		Coupling gear – generator	Double-flexible coupling
Generator		Weights (approximately)	
Type	Asynchronous	Rotor	100,000 kg
Nominal power	3,600 kW	Nacelle	125,000 kg
Protection	IP 54	Tower for 90 m hub height	Site-specific
Cooling	Integrated heat exchanger		
Insulation class	F		

Abbildung A4.2: Daten einer Siemens SWT-3,6-120 Windkraftanlage (vgl. [10])

Anlage 5: Herleitung des bezogenen Resistanzwertes

Die Berechnung des bezogenen Resistanzwertes basiert auf den Gleichungen und Kennwerten aus Quelle [5].

$$r_G = \frac{R_G}{Z_B} \quad ; \quad x_d = \frac{X_d}{Z_B} \quad ; \quad x_d'' = \frac{X_d''}{Z_{rG}} \quad ; \quad Z_B = Z_{rG}$$

Der Generatortyp im Simulationsmodell ist als Turbogenerator festgelegt worden, mit

$$x_d'' = 0,09 \dots 0,22 \quad (\text{vgl. [5], S. 933}) \quad (\text{Gl. A5.1})$$

und zur Resistanzberechnung wurde die Näherungsgleichung A5.2 verwendet.

$$R_{Gf} = 0,05 \cdot X_d'' \quad (\text{vgl. [5], 15.45a S. 564}) \quad (\text{Gl. A5.2})$$

Durch das Einsetzen der Gleichungen und das Umstellung nach den bezogenen Resistanzwert entsteht die Gleichung A5.3.

$$r = \frac{0,05 \cdot X_d''}{Z_B} = \frac{0,05 \cdot x_d'' \cdot Z_{rG}}{Z_B} = 0,05 \cdot x_d'' \quad (\text{Gl. A5.3})$$

Für die Näherungsrechnung ist eine bezogene subtransiente Längsreaktanz mit dem Wert 0,2 verwendet worden und dies ergab einen Wert von 0,01 für die bezogene Resistanz.

$$r = 0,01 \quad ; \quad \text{bei } x_d'' = 0,2$$

Anlage 6: Berechnungen

A6.1 Berechnungen zum Jahr 2015

Netzträgheitsmoment:

$$J_{\text{Netz}} = \frac{10 \text{ s} \cdot 56,5 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} = 5,71 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Primärregelung:

$$k_p = \frac{0,05}{11,4 \text{ min}^{-1}} = 4,39 \cdot 10^{-3} \text{ min}$$

Sekundärregelung:

$$K_s = \frac{60 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{\text{Turbine}} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{\text{Turbine}})^2}{J_{\text{Netz}}} \cdot K_s = 2554 \text{ s}$$

A6.2 Berechnungen zum Jahr 2025

Netzträgheitsmoment bei J normal:

$$J_{Netz} = \frac{10 \text{ s} \cdot 49,29 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} = 4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Netzträgheitsmoment bei J+ durch Windkraft:

$$J_{Netz} = \frac{10 \text{ s} \cdot 49,29 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} + \frac{13,92 \text{ GW}}{4} \cdot 1,0 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}} = 8,49 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Primärregelung:

$$k_p = \frac{0,0674}{11,4 \text{ min}^{-1}} = 5,91 \cdot 10^{-3} \text{ min}$$

Sekundärregelung bei J normal:

$$K_s = \frac{44,5 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{Turbine} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{Turbine})^2}{4,99 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 2168 \text{ s}$$

Sekundärregelung bei J+ durch Windkraft:

$$K_s = \frac{44,5 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{Turbine} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{Turbine})^2}{8,49 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 1275 \text{ s}$$

A6.3 Berechnungen zum Jahr 2035

Netzträgheitsmoment bei J normal:

$$J_{\text{Netz}} = \frac{10 \text{ s} \cdot 38,86 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} = 3,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Netzträgheitsmoment bei J+ durch Windkraft:

$$J_{\text{Netz}} = \frac{10 \text{ s} \cdot 38,86 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} + \frac{20,0 \text{ GW}}{4} \cdot 1,0 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}} = 8,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Primärregelung:

$$k_p = \frac{0,0895}{11,4 \text{ min}^{-1}} = 7,85 \cdot 10^{-3} \text{ min}$$

Sekundärregelung bei J normal:

$$K_s = \frac{33,5 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{\text{Turbine}} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{\text{Turbine}})^2}{3,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 2071 \text{ s}$$

Sekundärregelung bei J+ durch Windkraft:

$$K_s = \frac{33,5 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{\text{Turbine}} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{\text{Turbine}})^2}{8,93 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 912 \text{ s}$$

A6.4 Berechnungen zum Jahr 2050

Netzträgheitsmoment bei J normal:

$$J_{\text{Netz}} = \frac{10 \text{ s} \cdot 25,09 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} = 2,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Netzträgheitsmoment bei J+ durch Windkraft:

$$J_{\text{Netz}} = \frac{10 \text{ s} \cdot 25,09 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2} + \frac{28,0 \text{ GW}}{4} \cdot 1,0 \frac{\text{kgm}^2}{\text{kW}} = 9,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$$

Primärregelung:

$$k_p = \frac{0,15}{11,4 \text{ min}^{-1}} = 13,16 \cdot 10^{-3} \text{ min}$$

Sekundärregelung bei J normal:

$$K_s = \frac{20,0 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{\text{Turbine}} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{\text{Turbine}})^2}{2,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 1915 \text{ s}$$

Sekundärregelung bei J+ durch Windkraft:

$$K_s = \frac{20,0 \text{ GVA}}{(2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})} \cdot \frac{60 \text{ s}}{2 \cdot \pi}$$

$$\tau_1 = 4 \cdot \tau_{\text{Turbine}} = 4 \cdot 1 \text{ s} = 4 \text{ s}$$

$$\tau_0 = 8 \cdot \frac{(\tau_{\text{Turbine}})^2}{9,54 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2} \cdot K_s = 510 \text{ s}$$